

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.276.6(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Плотников Антон Иванович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>	<b>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</b>
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Плотникову Антону Ивановичу

Тема работы:

Выбор и обоснование применения метода интенсификации притока на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-122/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Обзор мирового опыта применения соляно-кислотной обработки; геологические и технические показатели Юрубчено-Тохомского месторождения; текущее состояние разработки; технологический режим эксплуатации скважин Юрубчено-Тохомского месторождения; анализ предпосылок проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации; выбор скважин кандидатов; технология проведения соляно-кислотных обработок скважин; технология стимуляции горизонтальных скважин; проведение

	соляно-кислотной обработки на Юрубчено-Тохомском месторождении.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Анализ технологий и методов интенсификации притока в различных геолого-технических условиях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Выбор и обоснование методов интенсификации на Юрубчено-Тохомском месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Усовершенствование технологии соляно-кислотной обработки в геолого-технических условиях Юрубчено-Тохомского месторождения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	к.г.-м.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Плотников Антон Иванович		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	Анализ технологий и методов интенсификации притока в различных геолого-технических условиях	25
27.03.2020	Выбор и обоснование методов интенсификации на Юрубчено-Тохомском месторождении	25
10.04.2020	Усовершенствование технологии соляно-кислотной обработки в геолого-технических условиях Юрубчено-Тохомского месторождения	25
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	15
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Обозначения, определения и сокращения

- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- УКП** – устройство контроля притока;
- АСПО** – асфальто-смоло-парафиновые отложения;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- ГЗУ** – групповая замерная установка;
- ДНС** – дожимная насосная станция;
- АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ЛЭП** – линии электропередач;
- ГНКТ** – гибкая насосно-компрессорная труба;
- ГС** – горизонтальный ствол;
- ЗХП** – затрубный химический пакер;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ЮТМ** – Юрубчено-Тохомское месторождение;
- ГДИ** – гидродинамические исследования;
- КВД** – кривая восстановления давления.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 страницу, в том числе 16 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 22 источника.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, карбонатные отложения, терригенные отложения, скважина, интенсификация, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны.

Объектом исследования является месторождение Юрубчено-Тохомское, в частности фонд скважин на которых возможно применение методов интенсификации добычи.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимального метода интенсификации притока жидкости для поддержания необходимого уровня добычи на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Актуальность данной работы состоит в том, что в нефтяной отрасли наблюдается весьма устойчивая тенденция к снижению темпов и объемов добычи нефти, что, в свою очередь, приводит к необратимым изменениям в топливно – энергетическом комплексе страны.

Для этого необходимо решить ряд таких задач, как:

- подобрать оптимальный вариант интенсификации притока;
- выбор профиля скважин при разбуривании месторождения.

По итогам решения выше приведенных задач сделать следующие выводы о целесообразности бурения стволов с горизонтальным окончанием. С учетом геологического строения залежи выбрана поинтервальная соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта с применением ГНКТ. Экономическая эффективность работы представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	12
1.1 Обзор мирового опыта применения соляно–кислотной обработки.....	12
1.2 Геологические и технические показатели Юрубчено-Тохомского месторождения .....	19
1.3 Текущее состояние разработки Юрубчено-Тохомского месторождения.....	21
1.4 Технологический режим эксплуатации скважин Юрубчено-Тохомского месторождения .....	24
2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	31
2.1 Анализ предпосылок проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации скважин и выбор скважин кандидатов.....	31
2.2 Технология проведения соляно-кислотных обработок скважин.....	33
2.2.1 Самоотклоняющиеся жидкости .....	37
2.2.2 Поинтервальные кислотные обработки.....	40
2.3 Технология стимуляции горизонтальных скважин .....	43
2.3.1 Технология беспакерной кислотной обработки.....	43
2.3.2Технология поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальных скважин .....	44
2.4 Проведение соляно-кислотной обработки на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении .....	45
2.5 Поинтервальная система проведения соляно-кислотной обработки на горизонтальных стволах Юрубчено-Тохомского месторождения .....	48
2.5.1 Расчет параметров обработки забоя скважины.....	53
3.УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО–КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ЮРУБЧЕНО–ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	57
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	89



## **ВВЕДЕНИЕ**

На сегодняшний день эффективность добычи нефти из пластов современными, промышленными методами считается неудовлетворительной. Конечная нефтеотдача пластов, в среднем, по различным источникам варьируется от 25 до 45 %.

Если взять отношение неизвлекаемых или остаточных запасов нефти к первоначальным геологическим запасам, то это отношение в среднем составляет от 50 до 70 %.

Вследствие этого перед всеми нефтяными компаниями одной из главных целей является внедрение новых технологий нефтедобычи, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, которые уже находятся в разработке и на которых применение традиционных методов по извлечению остаточных запасов нефти уже практически невозможно.

Также стоит отметить, что применение современных методов интенсификации добычи нефти в разработке месторождений, по оценкам специалистов, приводит к существенному увеличению коэффициента извлечения нефти. Тем самым позволяет увеличить дополнительную добычу нефти.

Эффективность методов интенсификации в основном заключается в том, что при их проведении увеличивается уровень извлечения полноты залегающей нефти, улучшается связанность коллекторов и тем самым повышается охват пласта.

Существует множество методов интенсификации притока, но каждое месторождение и скважина имеют свои особенности, и к решению задач нужно приступать с разных сторон, подбирать определенный метод, который будет эффективен для выделенного объекта

Состояния ПЗП существенно влияет на текущую и суммарную добычу нефти, дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Одни из методов интенсификации на Юрубчено-Тохомском месторождении это применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его

мощности. СКО относится к химическим методам интенсификации, а ГС – относятся к механическим методам. Применение традиционных методов обработки призабойной зоны пласта, разработанных для вертикальных скважин, в горизонтальных скважинах приводит к значительным осложнениям, что требует определенного метода для месторождения.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на юге Эвенкийского автономного округа (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, является частью обширной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Благодаря своему расположению и значительному объему углеводородного сырья Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение занимает важное место в государственной программе развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Освоение Юрубченского блока ведет АО «Восточно - Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»; ВСНК). Одним из методов интенсификации притока на Юрубчено-Тохомском месторождении является применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности. Соляно-кислотная обработка относится к химическим методам интенсификации, а механический метод интенсификации - это горизонтальное вскрытие пласта.

В последние годы технология бурения скважин с длинными горизонтальными стволами находит все большее применение. Получаемые при этом преимущества:

- максимальный контакт с коллектором,
- более высокий дебит,
- лучший доступ к запасам.

Прямой перенос на горизонтальные скважины традиционных технологий обработки призабойной зоны соляной кислотой, разработанных для вертикальных скважин, не только не дает положительного результата, но

и приводит к значительным осложнениям в работе горизонтальных скважин. При решении этих вопросов требуются нестандартные подходы, отступление от установившихся представлений о гидродинамике скважинных и пластовых процессов.

# **1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

В настоящий момент в мировой практике накоплен значительный опыт применения химических методов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Для того чтобы добиться максимальных результатов при разработке выбранного месторождения необходимо изучить опыт применения наиболее перспективных технологий.

## **1.1 Обзор мирового опыта применения соляно–кислотной обработки**

В работе SPE 166885 Подход к оптимизации кислотного воздействия на нефтяные пласты Вольнов И.А., Обшаров П.А., ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис в 2013 г. описаны подходы по совершенствованию технологии. Кислотное воздействие широко распространенный и эффективный метод повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Обработка водными растворами кислот призабойной зоны скважины позволяет очистить и продлить поровые каналы и трещины, что позволяет обеспечить интенсификацию притока флюидов из пласта и создать новые каналы, растворяя минералы, слагающие породу. В то же время метод кислотного воздействия экономически недорог и технологически несложен. При этом обработки могут отличаться дизайном, например, при выборе рецептур, объемов реагентов, скорости закачки и давления, использованием добавок для ускорения или замедления химических процессов. В силу того, что кислота протравливает карбонатную породу неравномерно, созданные проводящие каналы обычно сохраняются при закрытии трещины.

В основу рассматриваемой статьи положена модель двухфазного вытеснения нефти водным раствором кислоты. Решена задача оптимизации дизайна методом нахождения экстремума функции прироста добычи нефти и ЧДД (Чистый дисконтированный доход) в зависимости от объема кислоты.

Таким образом, показана возможность обеспечения прироста эффективности таких мероприятий как кислотная обработка.

В работе рассказывается, как использование двумерной модели параметров закачки позволяет оптимизировать параметры кислотной обработки.

В работе SPE-182067-RU Экспресс-методика оценки эффективности кислотных составов для интенсификации добычи нефти применительно к геолого-физическим условиям конкретного пласта Силин М.А., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Цыганков В.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Веремко Н.А., ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" 2016 г рассказывается эффективность применения химических реагентов на процесс соляно кислотной обработки.

Как известно, большинство кислотных составов, предназначенных для применения в технологиях интенсификации добычи нефти, содержат различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). При фильтрационных исследованиях эффективность ПАВ-содержащих кислотных составов оценивают по увеличению проницаемости керна, что может являться следствием двух процессов: растворения породы и доотмыва нефти с поверхности поровых каналов. Когда оба эти процесса проходят одновременно, невозможно оценить вклад каждого из них.

Экспресс-методика предполагает проведение исследований на одиночных кернах. Только, если в результате воздействия кислотным составом удастся получить положительный результат по увеличению фильтрационно-емкостных характеристик образца керна, можно переходить к полному моделированию на образце керна с остаточной водо- или нефтенасыщенностью. Эксперименты выполнялись на фильтрационной установке высокого давления с использованием экстрагированных образцов керна конкретного объекта, выбранного под обработку.

Новый подход заключается в замене сложного процесса исследования кислотного воздействия с целью выбора наиболее эффективных композиций,

использовании более простого исследования на одиночных водонасыщенном и нефтенасыщенном кернах. Все это позволит сократить работу по тестированию кислотных композиций за счет исключения трудоемкого процесса исследования на составной модели, а также предотвратит использование малоэффективных составов на промысле.

В отличие от опытов по определению коэффициента вытеснения нефти водой, а также экспериментов по определению кривых фазовых проницаемостей, где во избежание концевых эффектов применяются составные модели пористой среды, в данном случае используются одиночные образцы керна материала, поскольку главная цель этих опытов - выявление влияния кислотного состава на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пористой среды.

Во-вторых, особенностью данной методики является тот факт, что она позволяет оперативно и без дополнительных дорогостоящих исследований структуры и состава керна материала не только выбрать, но и адаптировать кислотную композицию под конкретные пластовые условия и характеристики пористой среды.

Таким образом, весь необходимый дальнейший комплекс исследований проводится только с отобранными кислотными составами, а не со всем количеством, представленных на тестирование составов, что значительно экономит время и средства.

Разработана экспресс-методика, позволяющая оценить эффективность ПАВ-содержащих кислотных составов на фильтрационно-емкостные характеристики породы пласта путем проведения исследований на одиночных кернах. Только, если в результате воздействия кислотным составом удастся получить положительный результат по увеличению фильтрационно-емкостных характеристик на одиночных образцах керна, можно переходить к полному моделированию на составной модели пласта с остаточной водо- или нефтенасыщенностью. Эксперименты выполняются на фильтрационной

установке высокого давления с использованием экстрагированных образцов керна конкретного объекта, выбранного под обработку.

Новый подход заключается в замене сложного процесса исследования кислотного воздействия с целью выбора наиболее эффективных композиций на составной модели пласта, исследованиями на одиночных кернах. Это позволяет проследить отдельно, как происходит взаимодействие кислотного состава с породой, при использовании простого фильтрационного исследования на одиночном водонасыщенном керне, так и, если первый этап пройден, отдельно изучить поведение тех же кислотных составов в пористой среде продуктивного коллектора, содержащей нефть соответствующего месторождения на способность данных составов к ее доотмыву. Все это позволит сократить работы по тестированию кислотных композиций за счет исключения трудоемкого процесса исследования на составной модели пласта, а также предотвратит использование малоэффективных составов на промысле, т.к. полное моделирование показывает суммарный эффект от процессов растворения породы и доотмыва нефти, которые могут нивелировать друг друга.

В статье SPE-191701-18RPTC-RU «Развитие через технологии: результаты применения кислотных систем для улучшения приемистости горизонтальных скважин на каспийском морском месторождении» Михаил Юрьевич Голенкин, а также Ильдар Халиуллов, ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть; Сергей Александрович Верещагин, Дмитрий Овсянников, Владимир Кобец, а также Николай Кулинич, Шлюмберже Лоджелко Инк 2018 г. рассказывается об опыте применения технологии на горизонтальных скважинах. По результатам применения различных кислотных систем на двух горизонтальных водонагнетательных скважинах месторождения им. Ю. Корчагина можно отметить следующие выводы.

1. При выборе оптимальных кислотных систем для успешной стимуляции карбонатного пласта в горизонтальной скважине необходимо учитывать следующие аспекты:

- Энергетику пласта – пластовое давление и температуру.
- Неоднородность свойств карбонатного коллектора вдоль обрабатываемого интервала горизонтальной скважины.
- Количество ранее проведенных кислотных обработок на скважине кандидате для ОПЗ.
- Объем и очередность применения кислотных систем и отклонителей для обработки горизонтального интервала.

2. Подтверждены зависимости увеличения коэффициентов приемистости при существенном увеличении объема кислоты для работ СКО с использованием только 15% HCL, отмечено существенное увеличение расчетного диаметра ствола после таких СКО.

3. Значительного прироста в увеличении коэффициентов приемистости удалось добиться при использовании в работах СКО с HCL отклоняющих систем, позволяющих увеличить охват пласта вдоль горизонтальной секции скважин, и тем самым перераспределить HCL в новые места. При этом используемый объем кислоты уменьшен по сравнению с типичной СКО.

4. Следующее увеличение значений коэффициентов приемистости до новых уровней было достигнуто после добавления в программу СКО, наряду с HCL и отклоняющими системами, стадий с замедленной кислотой HCL, позволяющей снизить скорость реакции кислоты с породой пласта и увеличить охват коллектора.

В работе SPE-192565-RU «Инициатива по поэтапной кислотной интенсификации в гигантском карбонатном коллекторе» Руслан Манахаев, Назгуль Абиьгазиева, Чингиз Бопиев, а также Бекжан Садуакасов, Тенгизшевройл; Дмитрий Абдразаков, а также Владимир Степанов, Шлюмберже; Егор Сё, Джон Кларк, Акылбек Камиспаев, Роберт Тайр, Сагди Нурманов, а также Болат Исмаилов, Тенгизшевройл; Данияр Аргынов, Шлюмберже 2018 г. говорится об опыте применения технологии на карбонатных коллекторах.



В целях оптимизации, используя концепцию оптимального потока, были отрегулированы темпы закачки, типы флюидов, объемы, и последовательность этапов для всех целевых интервалов. Данная концепция предполагает, что параметры являются оптимальными, когда образуется режим доминирующих червоточин для максимального покрытия зон в пределах интервала коллектора. Кроме того, объемы обработки были скорректированы для исключения чрезмерной закачки кислоты, когда воздействие на снижение скин-фактора в данных зонах стало незначительным. Оптимизированные параметры обработки, полученные в результате моделирования потока закачки были использованы во время выполнения поэтапной кислотной интенсификации в исследуемых скважинах.

Эффективное равномерное размещение кислотных систем по интервалу пласта является ключом для успешной стимуляции скважины. Исторические данные показывают, что применение химических отклоняющих агентов само по себе не всегда может обеспечить достаточное отклонение для эффективной кислотной обработки, особенно в скважинах с высокой неоднородностью между зонами. Данный факт был подтвержден каротажными данными и результатами интенсификации притока после проведенных кислотных обработок. Поэтому, для данного испытания, группа Тенгизшевройл (ТШО) приняла решение комбинировать методику механического разобщения и применения химических самоотклоняющихся составов для оценки возможного увеличения эффективности кислотной стимуляции продуктивных интервалов.

Таким образом, кислотная селективная стимуляция выполняется поэтапно: сначала производится перфорация нижнего интервала и кислотная обработка этого интервала посредством закачки через НКТ. Затем перфорирование вышележащего интервала, спуск и установка надувного пакера на ГНКТ между интервалами перфорации. После подтверждения изоляции нижнего горизонта, производится кислотная обработка посредством закачки кислотных составов в затрубное пространство ГНКТ-НКТ (во время

кислотной стимуляции ГНКТ остается заякоренной надувным пакером в скважине). Селективная кислотная обработка (с механическим разобщением интервалов продуктивного горизонта и использованием химических отклоняющих составов) была успешно применена на скважине Т-5052, основной стимуляционной системой на этой скважине выступала однофазная кислотная система замедленного действия.

Можно сделать вывод, что выполненные кислотные обработки позволили убрать скин-фактор, полученный во время бурения скважины и значительно улучшить сообщение в критической матрице пласта. Также, комбинирование методики разобщения интервалов надувным пакером и применения вязкоупругих самоотклоняющихся составов, обеспечило более равномерное размещение основных кислотных систем по продуктивному интервалу, и соответственно более широкое покрытие пласта.

Целевой комплексный подход был внедрен и реализован для достижения оптимизированных параметров кислотной обработки. Были проведены работы по исследованию формирования червоточин на образцах Тенгизского керна, также их 3D визуализация, оценка эффективности кислотных систем, а также применение программного обеспечения нового поколения, откалиброванного в соответствии с данными, полученными по результатам исследований на Тенгизском керне.

Работа была выполнена безопасно и эффективно с незначительным увеличением затрат (менее чем 10%) для всех трех скважин, по сравнению с обычными методами, которые были применены в прошлом. Все это стало возможно благодаря тщательному планированию, исключительному взаимодействию и совместным усилиям всех вовлеченных сторон. Ценные извлеченные уроки и установленные методы, полученные в результате данного исследования, будут использованы для будущих кислотных обработок в различных скважинах на Тенгизе.

Исследовательские работы по окончании кислотных обработок (Турсинбаева, 2012) для оценки закачки кислоты, однородности профилей

добычи и долгосрочных показателей по добыче запланированы на ближайшее будущее и предоставят необходимую информацию для завершения анализа по выполненным кислотным обработкам.

## **1.2 Геологические и технические показатели Юрубчено-Тохомского месторождения**

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-Тохомское месторождение – одно из крупнейших в Восточной Сибири. Месторождение открыто в 1982 г., в широкомасштабную промышленную разработку введено в 2018 году. Извлекаемые запасы категории ABC1 + C2 в пределах Юрубченской залежи составляют около 174 млн. т. Коллектор представлен древнейшими рифейскими карбонатными отложениями, возраст пород около 1 млрд. лет. Массивная газовая шапка по толщине сопоставима с нефтяной зоной (средние толщины составляют соответственно 44 и 41 м) и играет значительную роль в пластовой энергии.

По своим характеристикам месторождение уникально и не имеет аналогов в России и мире. Пористость пород-коллекторов по различным оценкам составляет от 0,5 до 2 % и не выходит за рамки диапазона погрешности методов геофизических исследований скважин (ГИС). При этом в породах рифейского природного резервуара широко развиты трещиноватость и кавернозность. Как и для всех карбонатных коллекторов, для рифейского резервуара характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и латерали, что, возможно, является причиной резких различий продуктивности близко расположенных скважин. Совокупность перечисленных геологических и технологических факторов определяет высокую сложность освоения этого месторождения.

В каверново-трещинном коллекторе Юрубченской залежи, содержание углеводородов в породе приурочено к межблоковой пустотности. В ходе данной работы был пересмотрен подход к определению эффективной (трещинной) пористости. Ранее из общей пористости вычиталась блоковая пористость по керну, принимаемая константой на скважину. Результат – зоны

отрицательных значений. Для построения зависимостей  $K_{пкв.тр}=f(K_{п об.})$  с учетом литотипов и толщ, были использованы данные ГИС (БК) и керн (ФЕС, ЯМР, ртутной порометрии) для определения блоковой пористости, также исследования Багринцевой (насыщение люминофором) и изучения пустотности на полноразмерных образцах для определения каверново-трещинной пустотности.

Ниже приведена гистограмма распределения эффективной пористости для Юрубченской залежи (рисунок 1). Как видно из полученного распределения, среднее значение эффективной пористости составляет приблизительно 1.8% (0.018 д.ед) (таблица 1).

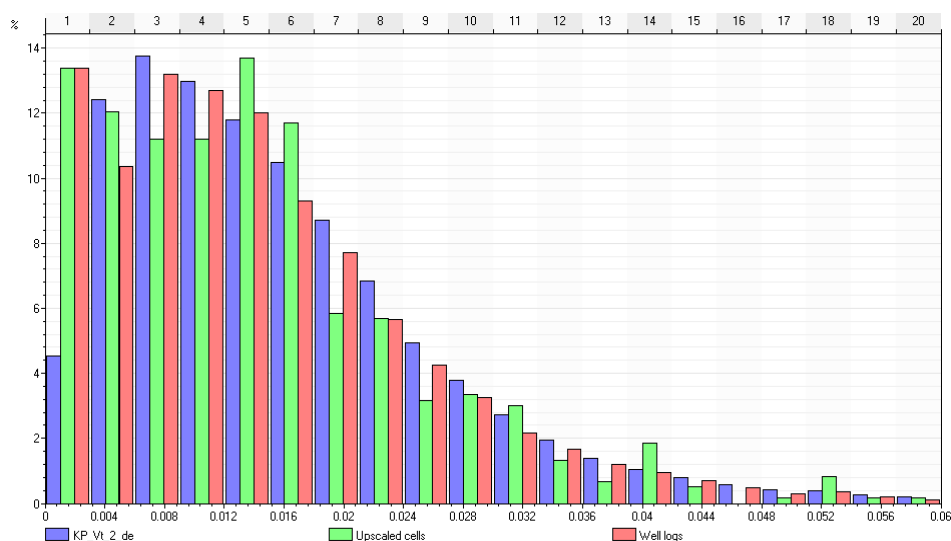


Рисунок 1 - Гистограмма распределения эффективной пористости (%)

В связи с недостаточным количеством данных, параметр пористости для Усть-Чавичинской, Нижнетохомской, Намакарской и Терских залежей было решено задать константой, как среднее значение пористости в скважинах, вскрывающих эти залежи.

Распределение петрофизических параметров проводилось только в объеме пород, определенных на этапе литологического моделирования как коллектор.

Таблица 1- Результаты моделирования параметра пористости

<b>Залежь</b>	<b>Среднее значение Кп</b>
Усть-Чавичинская	0,0125
Нижнетохомская	0,0110
Намакарская	0,0124
Терская 2	0,012
Терская 6	0,0091
Южно-Терская1	0,0061
Южно-Терская2	0,0061
Южно-Терская3	0,0061

Проницаемость межблокового трещинного пространства определялась по гидродинамическим исследованиям скважин (от 0,19 до 3653,4 мД).

Исходя из модели месторождения (каверново-трещинный коллектор вблизи эрозионной поверхности) проницаемость газовой части не может быть кратно ниже, чем в нефтяной. В связи с этим были проанализированы 30 наиболее проницаемых объектов для каждого флюида и рассчитаны для них средние проницаемости. По результатам ГДИ средняя проницаемость газовых объектов составляет 22,6 мД, нефтяных – 162,4 мД, водяных – 8,1 мД. Причиной столь большого системного сдвига является то, что фактически при ГДИ определяется фазовая проницаемость для каждого из флюидов.

Совокупность перечисленных геологических и технологических факторов определяет высокую сложность освоения этого месторождения.

### **1.3 Текущее состояние разработки Юрубчено-Тохомского месторождения**

Юрубченская залежь Юрубчено-Тохомского месторождения открыта в 1982 г., и введена в пробную эксплуатацию в 1994 г. В разработке находится горизонт Р1-2.

По состоянию на 01.01.2018 г. В пределах Юрубченского лицензионного участка пробурено 125 скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные), из них: 26-ликвидированы, 27-в консервации, 68-в

действующем фонде, 2-пъезометрические. Характеристика фонда скважин приводится в таблице 2

Таблица 2 - Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Юрубченская залежь
Фонд добывающих скважин	Пробурено	125
	В том числе разведочные	59
	Возвращено с других горизонтов	
	Нагнетательные в отработке на	
	Всего	125
	В том числе:	
	Действующие	68
	Из них фонтанные	66
	ШГН	
	ЭЦН	2
	В т.ч в накоплении	
	Бездействующие	2
	В освоение после бурения	
	В консервации	27
	Пъезометрические	2
	Переведены на закачку	
	В ожидание ликвидации	
	Ликвидированные	26
	Пробурено	6
Фонд водонагнетательных скважин	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	6
	В том числе:	
	Действующие	3
	Бездействующие	3
	В освоение после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	В ожидание ликвидации	
	Ликвидированные	

Поддержание пластового давления началось в марте 2018 года, в работе находятся скважины на КВНС-2.

Отставание темпов бурения от проектных связано с переносом сроков запуска месторождения в эксплуатацию.

Доля добывающих скважин, не участвующих в процессе разработки составляет 90 %. Основная причина – отсутствие рынка сбыта добываемой нефти и возможности реализации.

Средний дебит нефти добывающих скважин на момент анализа составил 68,3 т/сут. Добыча осуществляется фонтанным способом в течение 5-8 месяцев в году (в осенний, зимний и весенний периоды).

Основной объем добычи нефти (43 %) приходится на скважину Юр-5. Накопленная добыча нефти за весь период разработки по скважинам представлена на рисунке 2.

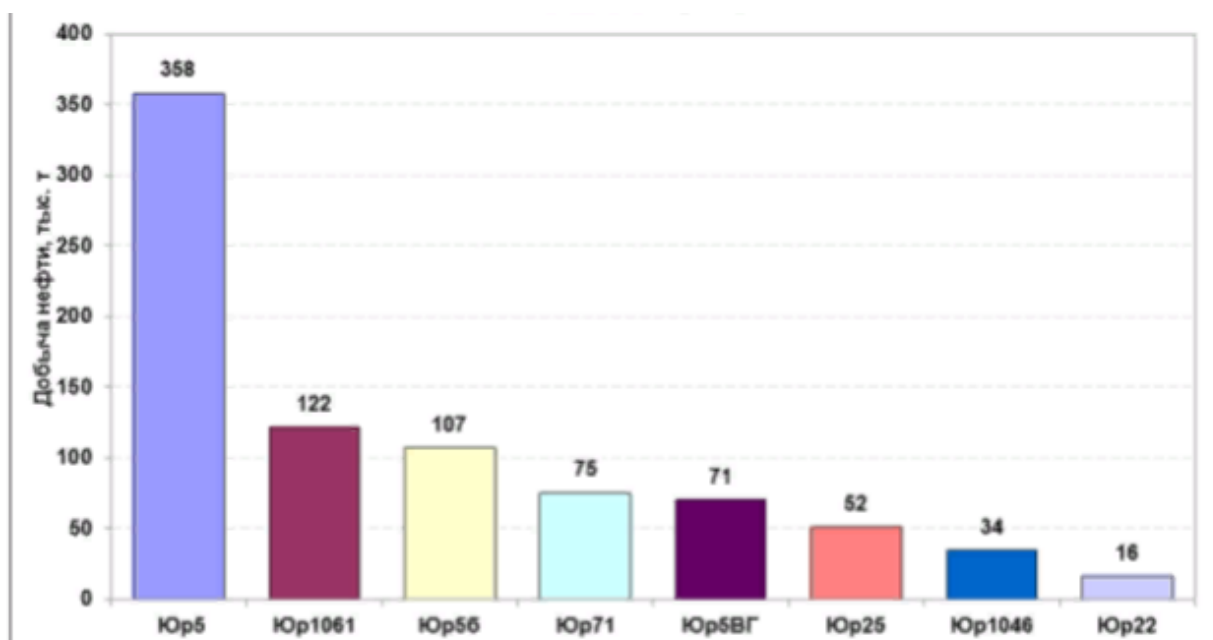


Рисунок 2 – Распределение накопленной добычи нефти (тыс.т) по скважинам Юрубченской залежи на дату анализа

Для разработки месторождения с целью вскрытия наибольшего количества трещин выбрана прямоугольная (рядная) система разбуривания горизонтальными скважинами 1600x1400 м с проектной длиной горизонтального ствола (ГС) 1000 м, режим расширения газовой шапки и фонтанный способ эксплуатации, направление ГС ориентировано в крест простирания основной розы трещинноватости. При формировании призабойной зоны горизонтальных скважин характерной особенностью является влияние ограниченной толщины пласта и проявление гравитационных эффектов. Отличительной особенностью ПЗП горизонтальных скважин являются малые градиенты давления, и значительную роль приобретают процессы, связанные с проникновением

фильтрата промывочной жидкости в пласт в результате их длительного контакта.

Гравитационные силы оказывают влияние на скорость движения фильтрата промывочной жидкости в вертикальном направлении. Под действием гравитации усиливаются дополнительные поступления фильтрата к подошве пласта, увеличивая водонасыщения (в случае вскрытия продуктивного пласта жидкостью на водной основе) вблизи нее. Это приводит к вертикальной неравномерности зоны проникновения и появлению характерных языков обводнения, которые появляются в зоне подошвы пласта для нефти повышенной вязкости. При этом языки обводнения практически не возникают в пластах с маловязкой нефтью и газом, но могут проявиться в коллекторах с вертикальной и субвертикальной трещиноватостью. Сложный неравномерный характер распределения фильтрата в околоскважинной зоне вызывает соответствующие изменения абсолютных и фазовых проницаемостей и отражается на продуктивности горизонтальных скважин.

#### **1.4 Технологический режим эксплуатации скважин Юрубчено-Тохомского месторождения**

Для определения оптимального технологического режима работы скважин необходимо знать следующие параметры:

- продуктивность, зависящую от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны;
- состав и свойства флюидов.

Так же при оптимизации необходимо учитывать такие факторы как:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;



- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;

- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

Основными ограничениями для месторождения являются:

- наличие подстилающих вод и газовой шапки;
- высокое давление насыщения (21,6 МПа);
- большой объём водонефтяной и нефтегазовой зон месторождения.

Также при эксплуатации скважин Юрубченской залежи, возможны риски и осложнения выпадения асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО). Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 3.

Таблица 3 – Анализ рисков добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомском месторождении

№ п/п	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	Вечная мерзлота	Риск высокий: а) растепление грунта вокруг скважины; б) выпадение гидратов в скважине; в) трудности запуска скважин, при газлифтном методе эксплуатации (Опыт месторождения Prudo Bay)	–дополнительная термоизоляция скважины; – при эксплуатации с помощью электрического центробежного насоса (ЭЦН) держать уровень ниже 600 м штуцированием затруба; –установка пакера при фонтанном методе эксплуатации; –использование газлифтного метода добычи с пакером;
2	Коррозия	При обводненности до 60% риск слабый. Риск средний, при обводнённости более 60%	Коррозионностойкое исполнение погружного электрического двигателя (ПЭД) для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии

Продолжение таблицы 3

3	Прорыв газа из газовой шапки	Высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой	Фонтанный/Газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и щадящие значения депрессии скважин
4	Солеобразование	Риск образования солей высокий при дебитах > 500 м <sup>3</sup> /сут, обводнённости > 60%	Закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи: фонтанный, механизированный (ЭЦН) и газлифтный. Для выбора способа добычи необходимо провести комплексный анализ текущих условий. По результатам исследований и расчетов плотность пластовой неразгазированной нефти – 699 кг/м<sup>3</sup>, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре от 26 до 27°C составляет 21,6 МПа, газовый фактор – 194 м<sup>3</sup> /м<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,35 мПа·с.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти – 821 кг/м<sup>3</sup>; объемный коэффициент – 1,375; динамическая вязкость разгазированной нефти – 8,5 мПа·с.

Нефть малосернистая 0,21%. Малосмолистая – 4,84%. Парафинистая – 1,83%. Содержание асфальтенов – 0,18%. Содержание силикагелевых смол – 4,66%.

Пластовая вода высокоминерализованная (содержание солей 265 г/л), среднее значение рН равно 5,72, относится к хлоркальциевому типу. Поскольку в воде содержится много кальция (до 38,1 г/л), магния (до 33 г/л), железа (до 0,713 г/л) прогнозируемым осложнением добычи будет выпадение солей и гидроокисей, особенно при интенсивном отборе с резким нарушением фазового равновесия в призабойной зоне пласта.

Обводненность продукции возрастает достаточно медленно: за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30%, но при

этом газовый фактор возрастает более  $1500 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ , что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

Под критическим дебитом понимается максимально возможный дебит нефти, при котором водяной (или газовый) конус достигает нижней (верхней) границы интервала перфорации.

С одной стороны, сравнительно большая толщина нефтенасыщенного пласта (49 м между ВНК и ГНК) способствует уменьшению этого эффекта для данной залежи. С другой стороны, в трещиновато-кавернозных коллекторах, к которым относится данный коллектор рифейской толщи, направление наибольшей проницаемости совпадает с преобладающим направлением трещин, в то время как матрица остается почти непроницаемой. Поскольку для этого типа коллекторов характерна вертикальная и субвертикальная направленность трещин, это может способствовать значительному уменьшению анизотропии проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях, что приводит к снижению критического дебита и предельных пластовых депрессий. Скважины будут устойчиво фонтанировать при газовом факторе (ГФ) более  $160 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ . Существенным моментом, определяющим выбор способа добычи, является высокий проектный уровень величины промыслового газового содержания продукции.

Вышеназванные факторы теоретически могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с высоким газосодержанием продукции, возможностью отложений солей в ПЗП, на насосно-компрессорных трубах (НКТ), арматуре, наземных коммуникациях, вредным влиянием газа и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются:

- запарафинивание подъёмных труб;
- образование гидратной пробки;

- разъедание штуцера;
- забивание песком, парафином штуцера или выкидной линии.

В таблице 4 представлены нарушения нормальной работы скважины и мероприятия по восстановлению нормальной работы скважин.

Таблица 4 – Причины нарушения нормальной работы скважин

<b>Показатели нарушения режима работы скважины</b>	<b>Причина нарушения режима скважины</b>	<b>Мероприятия по восстановлению нормальной работы скважины</b>
Давление на буфере и дебит скважины снижается, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках НКТ, происходит уменьшение диаметра проходных сечений НКТ	При очистке скважин от АСПО и гидратов первоначально необходимо прокачать при открытой буферной задвижке в затрубное пространство количество нефти равное объёму скважины, далее при закрытой буферной задвижке, продавить в пласт для предотвращения притока газа 10-20 м <sup>3</sup> нефти. После этого прокачать в затрубное пространство при открытой буферной задвижке дополнительно 35-40 м <sup>3</sup> нефти..
Давление на буфере и дебит скважины снижается до нуля, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	Образование парафиновой (гидратной) пробки в НКТ	Для разрушения пробки необходимо использовать все методы борьбы с АСПО. Если циркуляция не восстанавливается, то НКТ поднимают на поверхность и очищают с помощью пароподающего устройства (ППУ)
Значительное снижение затрубного давления	Образование пробки на забое или появление воды на забое	При появлении воды необходимо увеличить давление на забое, путем установки штуцера меньшего диаметра. Если падение затрубного давления вызвано образованием на забое пробки, необходимо сначала увеличить скорость выноса жидкости, для чего снизить давление на забой (увеличением d штуцера).
Резкое повышение давления на буфере и в затрубном пространстве при одновременном снижении или прекращении дебита	Засорение, закупоривание штуцера, газосепаратора или выкидной линии	Если при переключении струи жидкости с рабочего выкида на запасной, затрубное и буферное давление, снизятся до нормального, это означает, что засорился штуцер. Необходимо произвести смену штуцера.

Отсюда следует очевидная рекомендация по эксплуатации скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении: для сохранения устойчивых дебитов по жидкости до формирования газового конуса (прихода воронки депрессии в область газовой шапки) целесообразно ограничивать уровень депрессии величиной не более 4-5 МПа, не допуская возрастания газосодержания продукции выше 300-400 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Весь проектный срок эксплуатации скважины находятся в зоне фонтанирования, ниже критического уровня. Условия фонтанной эксплуатации скважин отражены на рисунке 3.

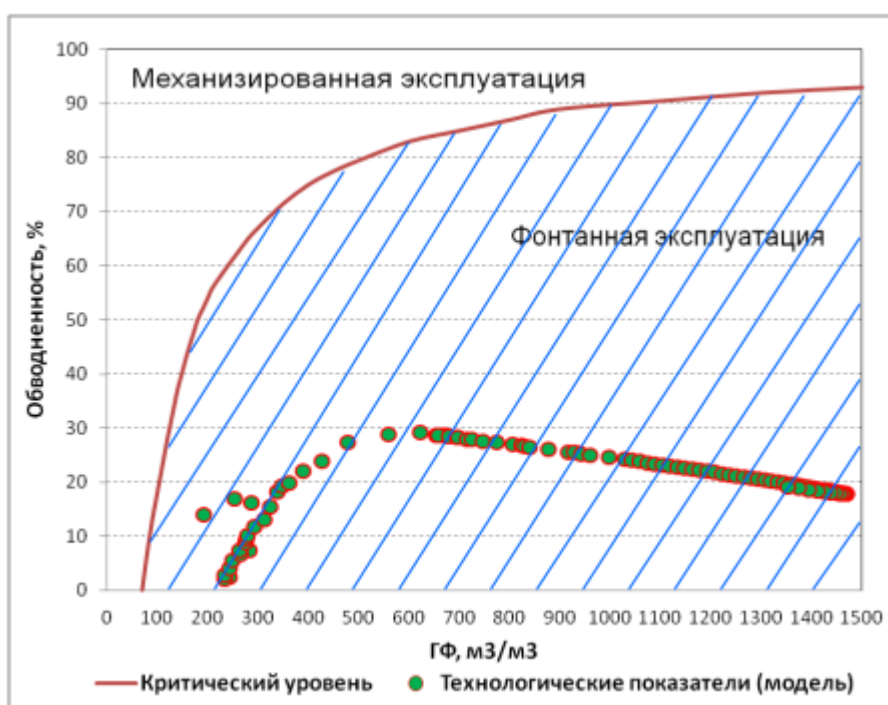


Рисунок 3 – Условия фонтанной эксплуатации скважин

На рисунке 4 отображен максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации. Обводненность продукции возрастает достаточно медленно, за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30 %, но при этом газовый фактор возрастает более 1500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

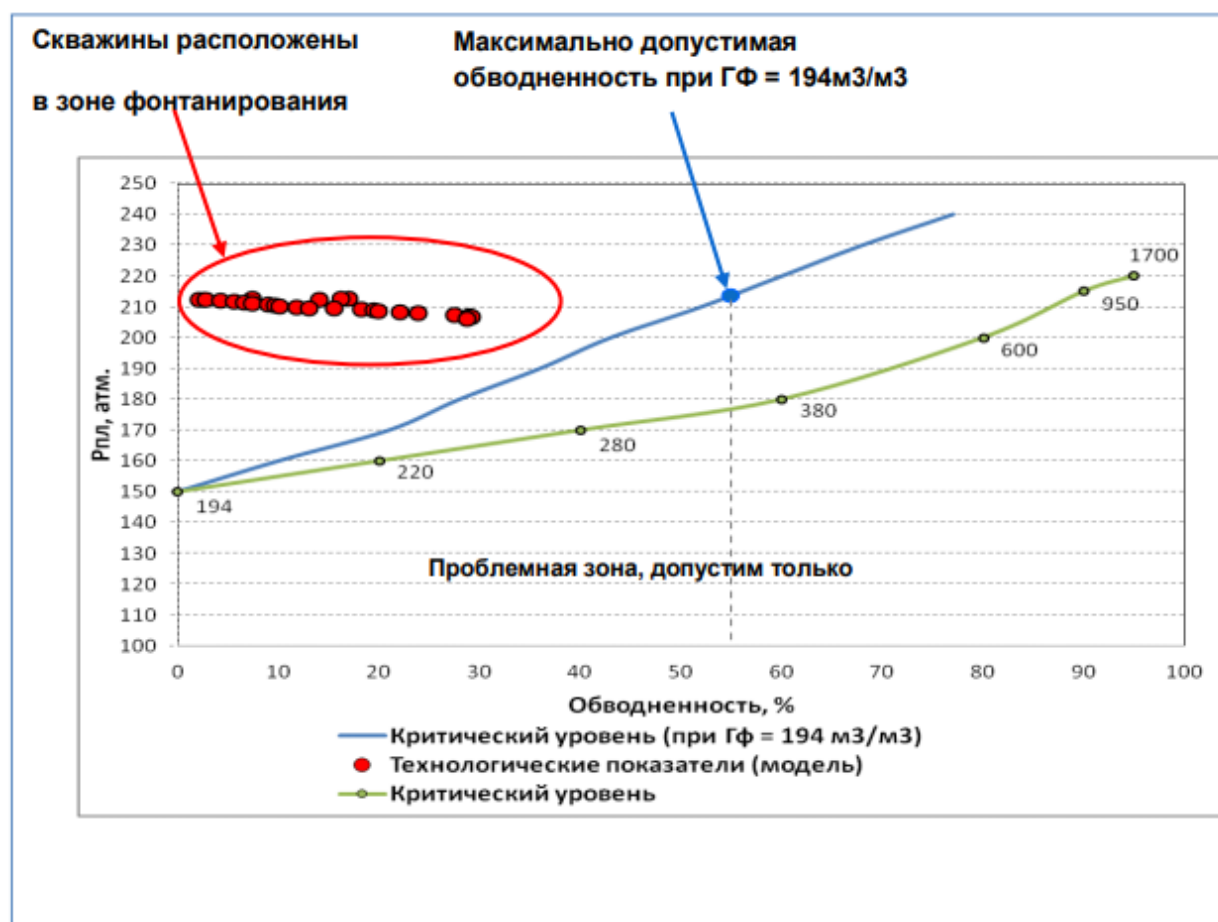


Рисунок 4 – Условия фонтанной эксплуатации скважин. Максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации.

## **2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов, основными из которых являются:

1) Изменение состояния ПЗП, а именно ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области, за счет проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые зоны набухания и последующего разрушения глин, при применении жидкостей глушения, которое характерно при проведении капитального и промежуточного ремонта скважин. Вынос механических примесей (песка, пропанта, частицы глины и породы, ржавчины).

2) Осложнения при эксплуатации скважин из-за ухудшения технического ствола скважин или цементного камня, такие как выпадение солей при смешивании пластовой и закачиваемой воды. Образование прямых и обратных эмульсий.

Проявление каждого из перечисленных факторов может быть обусловлено различными физико-химическими процессами, происходящими в пласте и в скважине. Различными оказываются и последствия этих воздействий. Поэтому проблеме снижения продуктивности скважин вследствие изменения фильтрационных характеристик коллекторов следует уделять особое внимание.

### **2.1 Анализ предпосылок проведения соляно-кислотной обработки в процессе эксплуатации скважин и выбор скважин кандидатов**

Одной из причин снижения продуктивности скважины является снижение проницаемости в призабойной части пласта – наиболее сильно подверженной воздействию процессов при бурении и освоении скважины.

Причиной снижения может быть:

1) Бурение: неверно рассчитанные рабочие давления могут стать причиной проникновения бурового раствора или фильтрата в пласт.

Взаимодействию фильтрата с пластовой водой может стать причиной образований солей и выпадения их в осадок.

2) Вынос механических частиц, либо солевых отложений из глубины пласта в призабойную зону.

3) Загрязнение скважины может происходить во время ремонтных работ и процедуры глушения.

4) Призабойная зона нагнетательных скважин может загрязняться в случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды.

Все это приводит к снижению продуктивности скважины, и, следовательно, необходимо проводить мероприятия по ее восстановлению [4].

Одним из наиболее часто применяемых методов является кислотная обработка – метод увеличения проницаемости призабойной зоны пласта путем растворения частиц породы и загрязняющих частиц. СКО предназначена для обработки призабойной зоны с целью очистки их от загрязнений и восстановления естественной продуктивности, а также сокращения сроков их освоения.

Также в соляной кислоте легко растворяются известняк и доломит, что позволяет получать дополнительные приросты в добыче жидкости и открывает дополнительные возможности перед операцией.

Следовательно, СКО можно проводить как на терригенных, так и на карбонатных коллекторах, и на добывающих и на нагнетательных скважинах, как при запуске скважины в эксплуатацию, так и на уже действующем фонде

Но при этом крайне важно подбирать правильный состав кислоты для того что избежать негативного эффекта.

Для карбонатных пород оптимально применение солянокислотных растворов, для песчаных коллекторов обычно используют глиноокислотные. Кислотный раствор состоит на 10-30% из соляной кислоты, и смеси соляной (10-15%) и плавиковой (1-5%) кислот.

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной



зоне. Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи.

Необходимо находить скважины, где по каким-либо причинам произошло падение продуктивности, при этом важно определять причину:

1) Проникновение бурового фильтрата или рабочей жидкости в пласт.

Данный вид загрязнения может быть диагностирован по ухудшенной работе скважин по сравнению с окружением, также положительный скин-фактор может быть определен исходя из гидродинамических исследований. Также необходимо проверять соответствие расчетов по рабочему давлению во время проведения операции (бурение, ремонтные работы) с реальным рабочим, чтобы определить вероятно ли проникновение рабочей жидкости в пласт.

2) Выпадение отложений в призабойной зоне.

Для оценки необходимости удаления отложений в призабойной зоне необходимо проводить лабораторные исследования по составу флюида, а также расчеты в специальном программном комплексе. Также следует исходить из опыта разработки месторождения, а также проводить анализ поступающей продукции.

3) Недостаточная степень очистки закачиваемой воды.

В случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды может произойти загрязнение призабойной зоны скважины, что приведет к снижению приемистости пласта и невозможности полностью компенсировать пластовое давление [5].

## **2.2 Технология проведения соляно-кислотных обработок скважин**

Процедура проведения соляно-кислотной обработки заключается в закачке в пласт раствора соляной кислоты.

Перед стартом работ скважина очищается от песка, парафинов,

продуктов коррозии и пр. В случае открытого забоя возможно удаление цементной и глинистой корки при помощи кислотной ванны.

Процедура соляно-кислотной обработки скважины – это нагнетание в пласт раствора соляной кислоты насосом или под воздействием сил гравитации, если пластовое давление позволяет добиваться необходимого результата. Перед началом процедуры на устье скважины происходит установка необходимого оборудования и опрессовка трубопровода на необходимое давление. Параллельно с подготовительными работами происходит подвоз и подготовка кислоты к скважине. Сначала в скважине устанавливается циркуляция, после чего происходит нагнетание соляной кислоты. На первом этапе кислоты должно быть достаточно для заполнения кольцевого пространства и труб от башмака труб до кровли пласта.

Далее производится закрытие задвижки на отводе из затрубного пространства и происходит процесс закачки оставшегося кислотного раствора под давлением в скважину для поступления кислоты в пласт. Оставшуюся в трубах и скважине кислоту продавливают в пласт водой или нефтью.

Нагнетать кислоту нужно с максимально возможной скоростью, чтобы кислота проникала на как можно большее расстояние от ствола скважины. После завершения продавливания кислоты необходимо дать время для реакции кислоты с породой, после чего можно запускать ее в разработку.

Эффективность операции определяется приростом в продуктивности скважины [6].

Закачка соляной кислоты по насосно-компрессорной трубе (НКТ) в горизонтальный ствол приводит к химической обработке не всей поверхности ГС, как предполагалось, а лишь 5-10 м интервала, расположенного непосредственно около башмака НКТ. Увеличение объема реагента и давления закачки не приводит к успеху, кислота продолжает мгновенно реагировать в одном и том же месте, образуя каверну около башмака НКТ. Процесс кислотной обработки становится не управляемым и не достигает своей цели. Существует несколько вариантов заканчивания скважин.

Наиболее простой - это заканчивание с открытым стволом. Однако такой тип заканчивания создает ряд проблем в общей технологической цепи строительства и эксплуатации скважин с ГС, а именно, при изоляции зоны водопроявлений и капитальном ремонте скважины, ограничивает охват пласта для эффективной стимуляции. Эффективная стимуляция длинного ГС - очень сложная задача из-за недостаточного и несогласованного распределения кислотного состава особенно в коллекторах с неоднородной проницаемостью. Это требует эффективной методики отклонения. Разработки в области кислотной стимуляции горизонтальных скважин ведутся в направлении использования поинтервальной обработки с применением сложной системы пакеров, а также разработки дизайнов проведения работ. Чаще всего для точечной закачки кислотного состава рекомендуется применение колтюбинга.

Технология поинтервальной обработки определяется типом заканчивания скважины:

- скважина с необсаженным стволом;
- вариант заканчивания скважин с заполнением цементом верхней части у башмака колонны;
- прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами,
- схема заканчивания скважины с установкой гравийного хвостовика.

При рассмотрении примеров использования технологий кислотной стимуляции скважин с горизонтальным стволом учитывался международный опыт на аналогичных месторождениях. Однако уникальность Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения требует их адаптации к условиям низкотемпературных и низкопроницаемых трещиноватых доломитовых коллекторов с аномально низким пластовым давлением.

Одним из важных аспектов эффективной стимуляции скважин является направленность воздействия кислоты. Полевые результаты показывают, что без отклонения или методов размещения кислотной обработке подвергается только 5-15 % длины интервала.

Если раньше кислотная обработка подразумевала простую закачку

кислоты в призабойную зону пласта (ПЗП) под давлением, то со времени появилась необходимость изоляции раздренированных пропластков, через которые обычно поступает вода, и селективной обработки нефтенасыщенных пропластков. Для этого применяют следующие методы:

- гибкие НКТ (колтюбинг - CTPlacement);
- жидкости-отклонители, имеющие повышенную, по сравнению с обычной (незагеленной) кислотой, вязкость (Diverting fluids);
- дисперсные системы, содержащие твердые частицы (Particulate);
- эмульсии;
- пены (Foam);
- шары (Ballsealers);
- пакеры (Pakers);
- надувные пакеры (Inflate packers);
- сдвоенные пакеры (Straddle packers);
- пакеры для открытого ствола (open hole packers);
- отклонения кислот с помощью вспомогательные волокон (Fiber Assisted Diverting Acid).

Для направленного воздействия кислоты используют различные методы, основанные на применении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Кислота может быть закачана через ГНКТ с подъемом от носка к пятке. Другие методы с применением ГНКТ предполагают циркуляцию жидкости через кольцевое пространство между ГНКТ и НКТ или закачку кислоты (или инертной жидкости) по затрубному пространству. Поскольку сложность пластов (то есть контраст проницаемости, присутствие естественных трещин) и длина интервалов обработки становятся все большей и большей, актуальными являются направления поисковых работ по увеличению эффективности отклонения. Концентрация и объем химических отклоняющих агентов должны быть значительно увеличены, чтобы увеличить их эффективность, а в некоторых случаях он может использоваться как единственная жидкость обработки, чтобы достигнуть хорошего отклонения.

### 2.2.1 Самоотклоняющиеся жидкости

Традиционно основной принцип химического отклонения заключается в том, что закачиваемая специальная вязкая жидкость, которая преимущественно поступает в наиболее проницаемые участки обрабатываемой зоны, временно закупоривает их, и потоки кислоты для последующих стадий процесса обработки направляются в менее проницаемые и не задействованные участки.

Для того чтобы равномерно обработать пласт кислотными составами и избежать стимуляции водонасыщенных пропластков, необходимо применение надежных и эффективных систем отклонения потока кислотной обработки, в том числе селективного отклонения от водонасыщенных пропластков. Эффективность данного метода в значительной степени зависит от химического состава применяемых жидкостей.

В настоящий момент самоотклоняющиеся жидкости достаточно широко применяются при интенсификации нефтегазоносных карбонатных коллекторов, однако большинство из них содержит в своем составе твердые частицы, которые могут повреждать свойства коллекторов. Для того чтобы избежать этого, а также произвести как можно более эффективную обработку пласта, путем отклонения кислотного состава в низкопроницаемые зоны коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения рекомендуется применить новую разработку компании Шлюмберже, которая называется вязкоупругая самоотклоняющаяся система – VDA. Эта система позволяет проводить обработки в довольно широком диапазоне температур (до 150°C) и основана на разработанной компанией Шлюмберже технологии вязкоупругих ПАВ, которые исключают повреждение коллекторских свойств пласта, возникающих из-за использования твердых частиц и полимеров в кислотных системах.

Система VDA обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину и вязкостью в 1-3 сП, что сравнимо с вязкостью воды. Во время

реагирования кислоты и породы вязкость системы VDA, которая находится в пласте, очень быстро возрастает до 200-250 сП и таким образом система становится самоотклоняющейся. Такая высокая вязкость служит барьером для проникновения кислоты вглубь образовавшейся червоточины пласта, что позволяет не прореагировавшей кислоте проникнуть в менее проницаемые зоны и в необработанные пропластки, действуя таким образом максимум интервала горизонтального ствола скважины. Благодаря тому, что в системе VDA не содержится твердых частиц, она является идеальным агентом для закачки в горизонтальные скважины большой протяженности через ГНКТ.

После окончания работ барьер либо разрушается сам при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Поскольку для очистки такой системы не требуется создания больших депрессий на забое, это в значительной степени упрощает саму технологию, ведет к снижению стоимости операции и снижает время на её реализацию.

Таковыми же свойствами обладает селективный отклонитель на бесполимерной основе OilSEEKER, но в отличие от VDA для его приготовления используется не кислота, а вода. При проникновении в пласт, он в водонасыщенных пропластках в течении 5-10 минут набирает значительную вязкость на сдвиг, достигающую до 10000 сП. Таким образом, последующая закачиваемая кислота не имеет возможность проникнуть в водонасыщенные зоны и селективно отклоняется в интервалы пласта, которые имеют углеводородное насыщение. В результате происходит селективная интенсификация только нефти и газа, а водонасыщенные участки остаются без стимулирования, в результате чего приток воды остается прежним, что приводит к снижению обводненности.

Основные характеристики OilSEEKER:

- бесполимерная основа исключает остаточное загрязнение в пласте;
- селективно проникает в водонасыщенные зоны, блокируя их на время обработки;

- разрушается при взаимодействии с углеводородами и специальным растворителем;
- широкий температурный диапазон работы (24-121°C).

Одним из основных преимуществ систем VDA и OilSEEKER является простота их приготовления в полевых условиях. Качество жидкостей непрерывно контролируется также в полевых условиях и требует минимального набора оборудования полевой лаборатории, включая миксер, вискозиметр и водяную баню для проведения тестов при пластовой температуре.

На Юрубчено-Тохомском месторождении пласт представлен доломитизированными коллекторами с неоднородной структурой.

На 6 скважинах из 10, выбранных для обработки, присутствовал высокий риск стимуляции водонасыщенных пропластков и увеличения обводненности. На этих скважинах была применена технология OilSEEKER (на 3 из них была использована комбинация OilSEEKER + VDA). Остальные 4 скважины, ввиду отсутствия обводненности и относительной удаленности водонасыщенных пропластков, были обработаны с использованием только системы VDA (на одной из них производилась обработка лишь верхней газовой части пласта с минимальной обработкой нижней нефтяной зоны, чем достигнуто отклонение от нефтяной зоны к газовой). Результаты ГДИ представлены на рисунке 5.

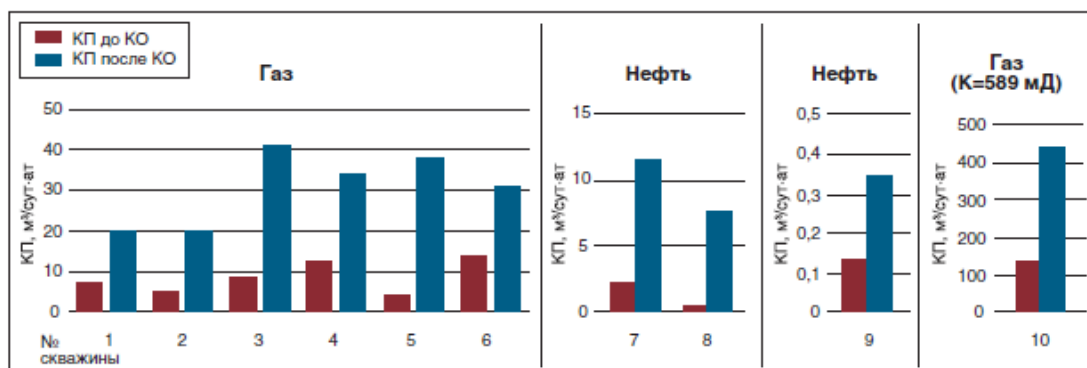


Рисунок 5 - Продуктивность скважин 1-10 до и после кислотных обработок

Исследования проводились на установившемся режиме с последующей записью кривых восстановления давления (КВД). Данный метод позволяет избежать неточности и неоднозначности полученных результатов для газовых скважин.

По результатам ГДИ приведенном на рисунке 5 коэффициент продуктивности на 3 нефтяных скважины увеличился в 12 раз, что соответствует увеличению дебита в 11,1 раза. Увеличение коэффициента по 7 обработанным газовым скважинам увеличился в 5 раз, средний дебит по газу вырос в 3,2 раза.

### **2.2.2 Поинтервальные кислотные обработки**

Способ поинтервальной кислотной обработки призабойной зоны пласта преимущественно горизонтальных скважин включает закачку в пласт тампонирующего состава на основе углеводородной эмульсии и последующую закачку кислоты, имеющую равную плотность с плотностью тампонирующего состава или отличающуюся не более чем на 5%.

Наиболее предпочтительными являются два вида поинтервальной обработки для открытого горизонтального ствола скважины:

- Применение специальных гидравлических пакеров, разобщающих обрабатываемый интервал пласта.
- Использование вязкоупругих составов, играющих роль разобщителя.

Технология поинтервальной обработки заданного горизонтального участка пласта с использованием гидравлических резиновых пакеров основывается на включении их в компоновку спускаемых в скважину НКТ. При закачке кислоты обработка пласта происходит через перфорированную трубу, расположенную между двумя пакерами.

Принципиальная схема селективной (поинтервальной) кислотной обработки ствола скважины с использованием гидравлических пакеров представлена на рисунке 6.



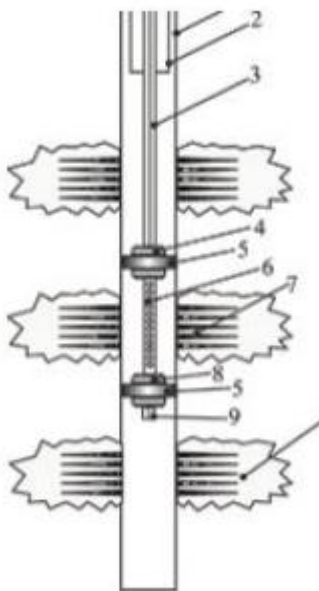


Рисунок 6 - Технологическая схема проведения поинтервальных ОПЗ:

1 - эксплуатационная колонна; 2 - лифтовая колонна; 3 - ГНКТ; 4 - гидравлический надувной пакер; 5 - уплотнительный элемент пакера; 6 - перфорированная труба; 7 - обрабатываемый пласт; 8 - надувной пакер пробка; 9 - заглушка; 10 - необрабатываемый продуктивный пласт.

Особенности механического распределения зон воздействия являются:

- не требуют глушения скважины;
- обеспечивают высокий перепад давлений;
- используются в обсаженных стволах;
- требовательны к состоянию колонны и качеству цементного кольца;
- необходимость точного контроля глубины;
- ограничения по количеству циклов.

Когда эксплуатационная колонна или фильтр не зацементированы, применение двухпакерной компоновки неэффективно, так как она не способна изолировать за колонное пространство. Для того чтобы изолировать это пространство возможно применение затрубного химического пакера (ЗХП). С его помощью достигается зональная изоляция. Для этого дополнительно используются устанавливаемые с помощью ГНКТ обычные пакеры и пробки.

Целью применения ЗХП является достижение полной круговой изоляции на относительно небольшом по длине интервале скважины. При этом пространство внутри эксплуатационной колонны остаётся свободным от постороннего материала, который может помешать притоку жидкости или прохождению приборов. Реагент заканчивается при помощи компоновки ГНКТ и сдвоенного пакера через небольшие прорези в эксплуатационной колонне в виде гелевого вязкоупругого состава. Сразу после закачки раствор схватывается без усадки, приобретая прочность геля, что гарантирует равномерное заполнение заколонного пространства и хорошую изоляцию.

По второму варианту технологии поинтервальной (избирательной) обработки в скважину спускают колонну НКТ таким образом, чтобы башмак колонны находился на расстоянии 20-30 м от дальнего конца первого (начиная с забоя) выбранного участка горизонтального ствола, предназначенного для обработки.

Затем проводят закачку в горизонтальную часть ствола разделительной жидкости, обладающей низкой проницаемостью по отношению к продуктивному коллектору. В качестве такой жидкости может быть использована стабильная нефтекислотная эмульсия, вязкая дегазированная нефть, всякие растворы полимеров и других химических реагентов. Поднимают часть колонны НКТ и устанавливают башмак-центратор в дальний конец обрабатываемого интервала. Далее при открытой задвижке на затрубном пространстве закачивают в НКТ расчетный объем соляной кислоты, продавливают его обратной нефтекислотной эмульсией в горизонтальную часть ствола до верхней границы обрабатываемого интервала. После закрытия задвижки на затрубном пространстве создают избыточное давление, достаточное для продавки кислотного раствора в пласт. Существующий во время обработки призабойной зоны пласта перепад давления в затрубном пространстве способствует изоляции трещин пород в горизонтальном интервале, вдавливая в них разделительную высоковязкую жидкость. В такой же последовательности обрабатываются другие интервалы.

## **2.3 Технология стимуляции горизонтальных скважин**

### **2.3.1 Технология беспакерной кислотной обработки**

Беспакерная кислотная обработка нефтяного пласта, вскрытого скважиной с ГС, включает спуск колонны труб до забоя, закачку по ним кислоты и продавку её в пласт. Отличающийся особенностью является то, что перед закачкой кислоты, горизонтальный участок ствола заполняют вязкой инертной к кислоте жидкостью, а кислоту закачивают в обрабатываемый интервал ГС для замещения ею указанной жидкости. При этом плотность кислоты должна быть равной плотности вязкой инертной к кислоте жидкости или отличаться не более чем на 5%.

По спущенным до забоя трубам 1 скважину заполняют вязкой инертной к кислоте жидкостью 2, изображенной на рисунке 7. Далее нижний конец колонны труб 3 располагают в расчетном интервале ствола 4. По трубам закачивают расчетный объем кислоты 5 при открытой затрубной задвижке 6. Кислота замещает (вытесняет) вязкую жидкость в расчетном интервале ствола. Затрубную задвижку закрывают и продолжают закачку кислоты в скважину. Происходит задавка кислоты из полости горизонтального ствола в пласт в расчетном интервале. Кислоту задавливают в пласт вязкой инертной к кислоте жидкостью, при этом весь ствол скважины заполняют этой жидкостью. Передвинув конец труб в другой интервал ствола, производят кислотную обработку уже другого расчетного интервала и т.д. Таким образом, способ позволяет обработать весь горизонтальный ствол любой длины.

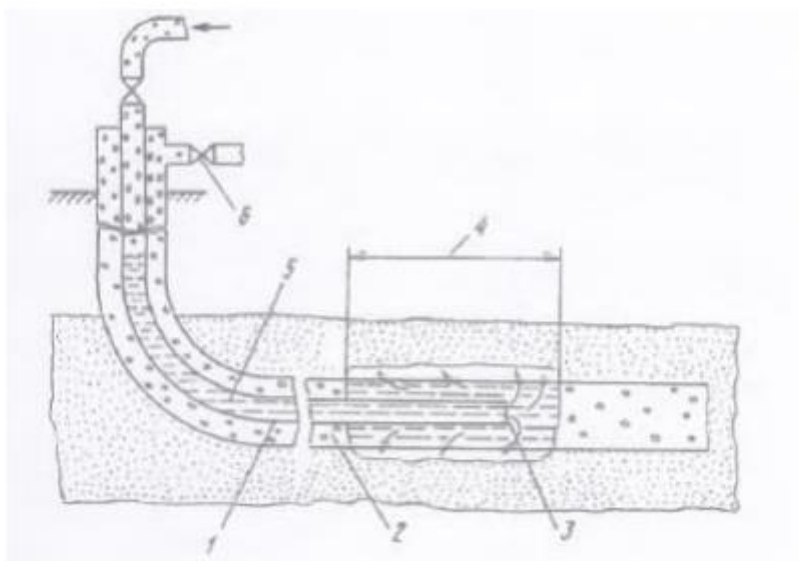


Рисунок 7 – Безпакерная технология селективной обработки ПЗП в ГС

### **2.3.2 Технология поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальных скважин**

Поинтервальная обработка призабойной зоны горизонтальной скважины включает поинтервальную закачку через колонну НКТ в скважину раствора кислоты, продавку его в пласт, проведение технологической выдержки и свабирования. Отличается этот способ тем, что колонну НКТ размещают в обсаженной вертикальной части скважины, внутри колонны НКТ размещают безмуфтовую трубу колтюбинга и определяют зоны горизонтального необсаженного ствола скважины с различными нефтенасыщенностью и проницаемостью. Конец трубы колтюбинга размещают напротив зоны пласта с минимальными нефтенасыщенностью и проницаемостью, и закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Далее поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины и продавливают по колонне НКТ раствор кислоты в пласт. Затем размещают конец безмуфтовой трубы колтюбинга последовательно по зонам пласта с возрастающим нефтенасыщенностью и проницаемостью. Напротив, каждой зоны закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты и поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины,

продавливая по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт с расходом 3-4 м<sup>3</sup> / ч при давлении на устье скважины 1-3 МПа.

## **2.4 Проведение соляно-кислотной обработки на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении**

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение представлено каверно-трещиноватым карбонатным коллектором. Осложнения проведения СКО на ЮТМ обусловлено, тем, что на месторождении заканчивание скважин производят в исполнении необсаженного открытого горизонтального ствола, и жидкости, которые используются при обработке ПЗП поглощаются крупными трещинами и реагирует в призабойной зоне (непосредственно в пятке горизонтальной скважины) и не оказывает эффекта на менее проницаемые участки пласта, на что сказывается негативное влияние. Поскольку большинство трещин относиться к газо-водопроявляющими, тем самым, после проведения мероприятий, увеличивается газовый фактор и обводненность.

Проблемой подключения в работу всего интервала горизонтального ствола скважины и увеличения длины интервала обработки может решаться несколькими путями:

- снижение скорости реакции соляной кислоты с породой путем добавки специальных замедлителей;
- диспергированием соляной кислоты до мельчайших глобул, покрытием этих глобул в защитную оболочку с последующей доставкой в глубину пласта и разрушением бронирующей оболочки;
- использование специальных систем заканчивания и проведения СКО, например, ГНКТ.

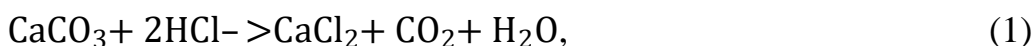
Поскольку горизонтальные скважины пересекают протяженные интервалы продуктивных пластов, очищающая обработка может потребовать больших объемов химических реагентов. Стоимость химических при этом становится недопустимо высокой, если стимулирующие флюиды полностью поглощаются в нескольких проницаемых каналах и сообщающихся трещинах,

ведущих в нежелательные области пласта, содержащие газ или воду. Этого явления избегают, используя изолирующие агенты, такие как бензойная кислота, восковые бусины, пену или микроскопические растворимые в нефти (в масле) волокна. Они временно блокируют проницаемые зоны во время обработки, но растворяются и восстанавливают проницаемость, как только возобновляется добыча нефти. Нерастворимые изолирующие агенты, такие как шариковые изоляторы, в этом случае не рекомендуются, поскольку они могут остаться в горизонтальном участке пласта обработки и даже после пуска скважины в эксплуатацию, вынуждая впоследствии проведение ремонтных работ.

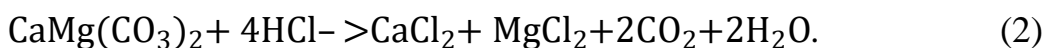
Одним из вариантов СКО горизонтальных скважин является постепенная обработка ствола скважины от носка до пятки с помощью НКТ. Данная технология применяется для обработки всего открытого ствола горизонтальной скважины при малоотличающейся проницаемости по его длине.

Известняки и доломиты быстро растворяются в HCl, образуя водорастворимые продукты реакции (в основном, хлориды кальция и магния). В доломитах в отличие от известняка необходимо увеличивать скорость растворения карбонатной породы, увеличивая объем кислоты в соответствии с уравнением реакции:

растворение известняка:



растворение доломита:



В настоящий момент проведением СКО на ЮТМ занимается подрядная организация ООО «Пакер Сервис» в составе одной бригады, кислотная обработка проводится установкой ГНКТ с барабаном вместительность которого 4675 метров, при размере трубы 38,1 мм, в комплекте инжектор типа HR660 смонтирована на базе одного грузовика, оборудованная краном для

поддержания инжектора в рабочем положении, что позволяет использовать ее на кустовых площадках с ограниченным пространством (рисунок 8).

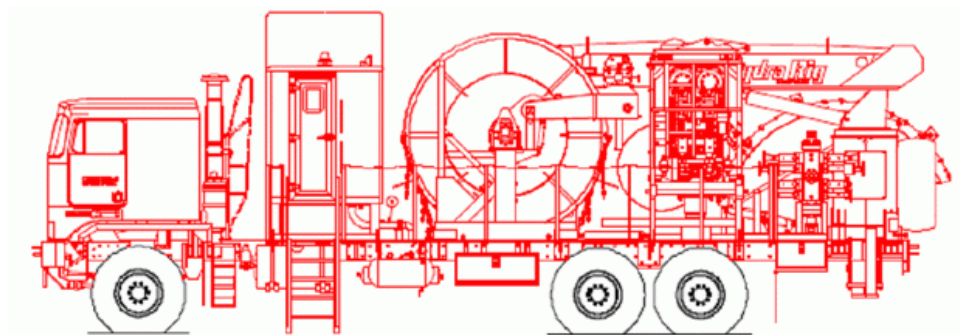


Рисунок 8 -Установка ГНКТ производства компании NOV HydraRig

Насосный агрегат предназначен для перекачки технологических жидкостей, в том числе вязких, оборудован проточной системой подогрева, что дает возможность эксплуатировать его круглогодично (рисунок 9).

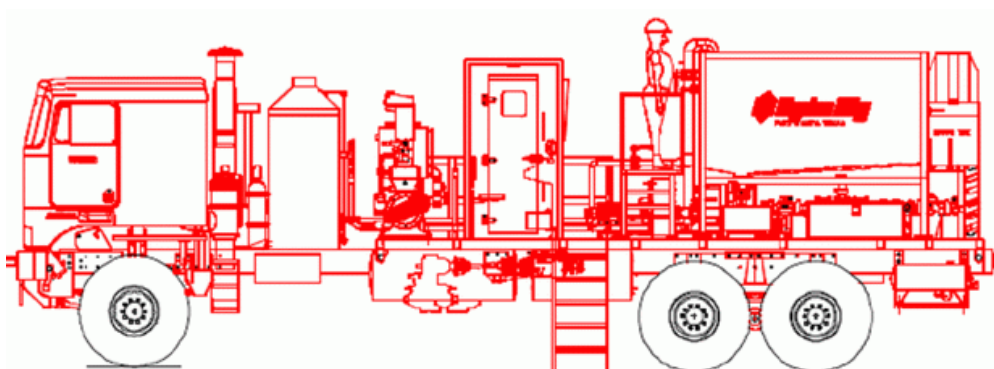


Рисунок 9 - Насосно-компрессорный агрегат производства компании  
NOV HydraRig

Мобильная мембранная установка с автономным приводом объединена в двух стандартных контейнерах с возможностью транспортирования, как автомобильным, так и вертолетным транспортом. Получение азота на месте производства работ, отсутствие необходимости завоза сжиженного азота (рисунок 10).

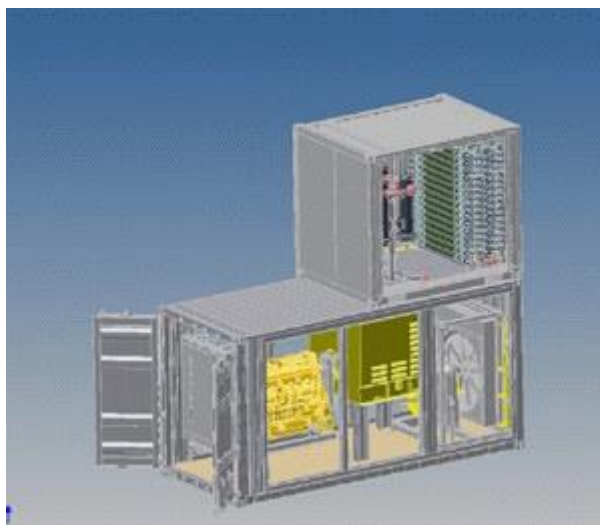


Рисунок 10 – Азотная установка C650HPNGU-95-4500

Для увеличения эффективности проведения СКО на ЮТМ, установкой ГНКТ, целесообразно использовать поинтервальную систему СКО, изолируя ненужные участки ствола скважины.

## **2.5 Поинтервальная система проведения соляно-кислотной обработки на горизонтальных стволах Юрубчено-Тохомского месторождения**

Представленное мной решение данной проблемы, включает в себя, увеличение продуктивности скважины, без значительного увеличения ГФ и обводненности.

При эксплуатации горизонтальных скважин с субвертикальными трещинами, без использования устройства контроля притока, у пятки скважины будет большая разница давления, чем на носке скважины, тем самым в тех участках случаются прорывы воды и газа. При дальнейшей интенсификации притока этой скважины, разумным будет изолировать данный участок, от воздействия кислот на породу.

Для этого была спроектирована модификация проведения СКО на ЮТМ, данный проект, включает в себя низкую стоимость и быстрые сроки реализации. Модификация представлена в виде сборной компоновки из ранее использованных гибких труб, и надувающихся пакеров. Данная установка собирается на поверхности, перед спуском, затем данная компоновка прикручивается или приваривается к окончанию трубы катушки колтюбинга



и спускается в скважину внутрь НКТ. При достижении заданного интервала закрывается манифольдная задвижка, скважина останавливается, начинается закачка кислоты через установку ГНКТ, срабатывает клапан и пакера раздуваются (рисунок 11), разобщая ствол скважины. После чего происходит СКО (рисунок 12).



Рисунок 11 – Спуск компоновки ГНКТ в заданный интервал

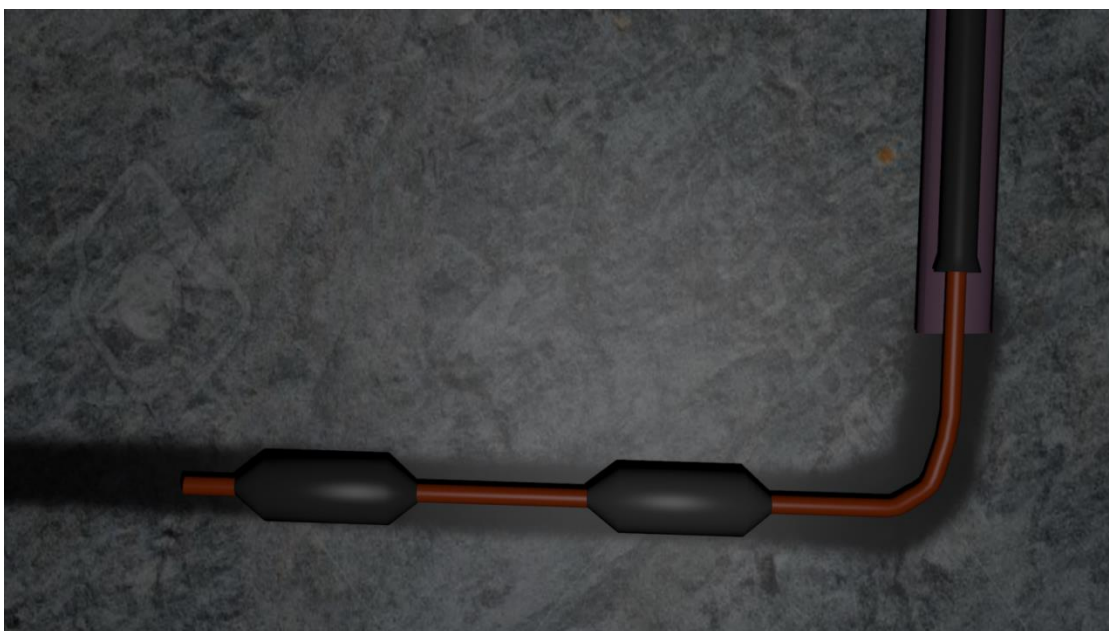


Рисунок 12 – Надувание пакеров

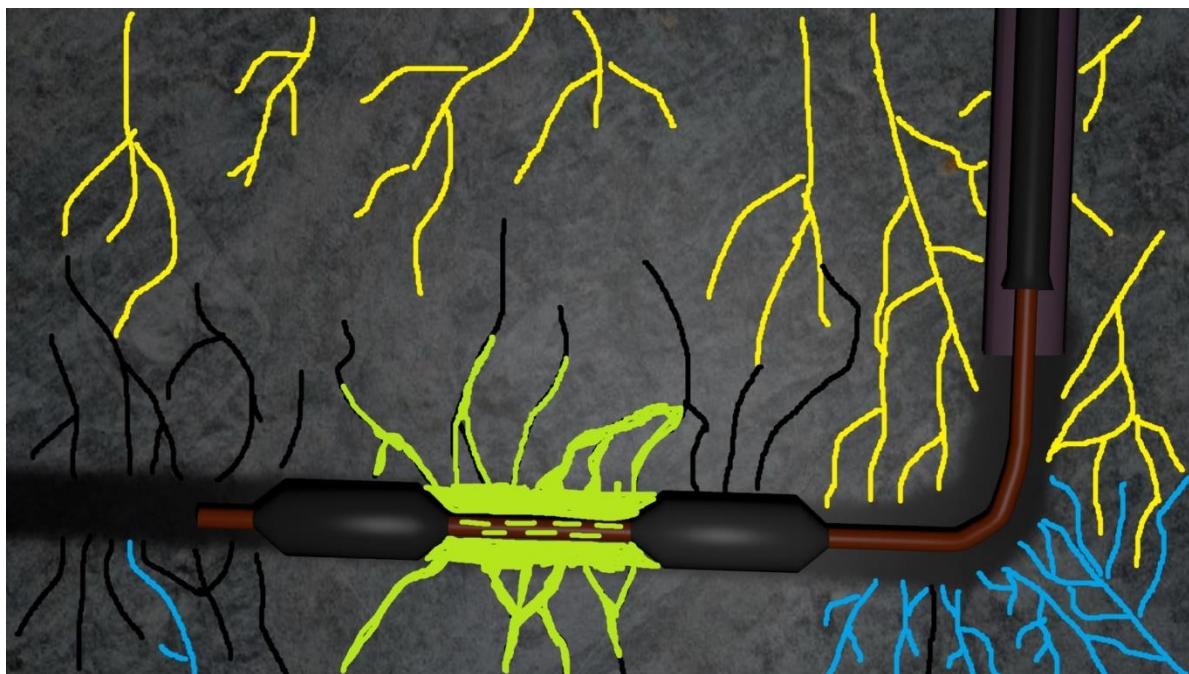


Рисунок 13 – Проникновение кислоты в пласт

Во время проведения СКО в скважину продавочной жидкостью закачиваются поверхностно-активные вещества (ПАВ) и азот. ПАВ нужен после промывки, для улучшения коллекторских свойств, увеличение гидрофильности. Азот нагнетается для вспенивания ПАВ и облегчения вызова притока после проведения мероприятия.

Вызов притока осуществляется путем открытия манифольдной задвижки и последующего компрессирования азотом, скважинная продукция движется в кольцевом пространстве между НКТ и ГНКТ и дальше движется в нефтесборный коллектор. Перед извлечением компоновки, происходит натяжение трубы, клапан открывается и пакера сдуваются. Так же при подъеме ГНКТ в НКТ, происходит свабиrowание трубой ГНКТ, тем самым еще сильнее стимулируя скважину. После проведения всех мероприятий, сразу же получаем приток с повышенной проницаемостью, ставим скважину на замер в АГЗУ и отбираем 2-х часовые пробы. Для анализа эффективности проведения кислотной обработки.

Также можно рассмотреть различные варианты компоновок, представленные на рисунке 14.



Рисунок 14 – Различные варианты компоновки

В сравнение с предыдущей технологией проведения кислотной обработки, данная технология не требует переоборудования на поверхности и значительного изменения в проведении мероприятий. К имеющему оборудованию докупаются надувные пакера, и используются остатки труб, для формирования компоновки. Так же данная технология не затрагивает сильно трату денежных ресурсов, поскольку закупка пакеров компенсируется меньшим объемом закачиваемой кислоты, благодаря поинтервальному проведению, поскольку некоторые участки попросту не задействуются.

Проанализировав ранние использованную технологию проведения СКО, на примере скважины № 117 КП-13, можно утверждать, что технология проведения кислотной обработки с помощью ГНКТ показала себя очень хорошо, прирост дебита скважины составил  $23 \text{ м}^3/\text{сут}$  с  $70 \text{ м}^3/\text{сут}$  до  $93 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что является хорошим показателем увеличения продуктивности, данный метод уступает новой модификации, в том, что применяемый метод имеет негативные последствия, выражающиеся в увеличении обводненности, и повышения газового фактора. Обводненность скважиной продукции на одном режиме работы скважины, на штуцере 8 мм, увеличилась в 3 раза с 12% до

40%, после установления режима работы скважины, обводненность осталась на 40%. Газовый фактор увеличился более чем в 2 раза, с 500 м<sup>3</sup>/т до 1300 м<sup>3</sup>/т. Эти показания говорят о том, что и в трещинах, по которым в скважину прорывалась вода и нефть увеличилась проницаемость. Проанализировав мы потеряли по данной скважине 4 т/сут нефти. Данные скважины до и после проведения СКО представлены в таблице 6 и рисунок 14.

Основным и самым главным преимуществом новой технологии является изоляция высокопродуктивных зон, и изоляция участков газопрооявлений, этим методом мы избегаем увеличения обводненности и ГФ. Таблица 6 – показания до и после проведения соляно-кислотной обработки

Параметр	До обработки	После обработки
Дебит жидкости, м3/сут	151,84	184,1
Дебит нефти, т/сут	100,9	122,4
Обводненность, %	21,8	22
Прирост дебита нефти, т/сут	-	21,4
Скин-фактор	1,6	1,6
Забойное давление, кгс/см <sup>2</sup>	198,2	197,5
Коэффициент успешности, д.е./Прирост дебита нефти, т/сут		0,7/14,98

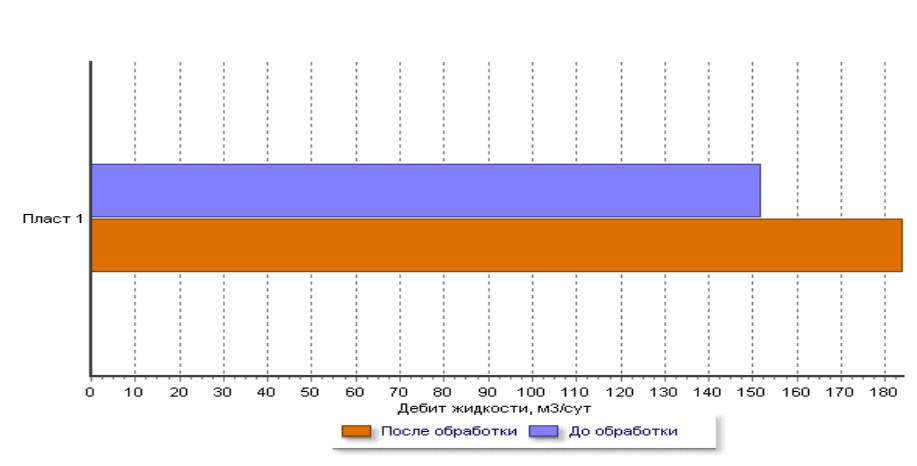


Рисунок 14 – Диаграмма изменения дебита после соляно-кислотной обработки

Также увеличиваем продуктивность малопроницаемых трещин, которые раньше и не взаимодействовали с кислотой, поскольку кислота не будет уходить в высокопроницаемые участки ствола скважины.

К недостаткам новой технологии относится, определения участков прорыва газа и воды, можно утверждать, что изоляция пятки горизонтальной скважины скажется положительно, но к каждой скважине нужен свой подход, из-за различия структуры коллектора, то для определения интервала по всей длине, необходимо так же закупать оптические датчики и влагомеры, которые так же крепятся к ГНКТ и спускаются в ствол скважины для проведения детализации при профиле притока, со скоростью – 300 м/ч. Данная технология требует опытно-промышленных испытаний, для подтверждения проведенного анализа работы новой технологии. Проект нуждается в дальнейшей доработке, до стадии реализации. Планируется привлечения средств и одобрения на проведения ОПИ.

### 2.5.1 Расчет параметров обработки забоя скважины

Таблица 7 – Исходные данные для проведения соляно-кислотной обработки

Параметры	Значение
Глубина скважины Н, м	2673
Эффективная мощность пласта h, м	22
Внутренний диаметр скважины D <sub>д</sub> , м	0,215
Диаметр НКТ d, мм	89
Диаметр водовода d <sub>об</sub> , мм	60
Длина водовода L, м	30
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,144
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, (D), м	0,146
Толщина зумпфа h <sub>л</sub> , м	54
Толщина стенки НКТ, мм	5

Для проведения соляно-кислотной обработки забоя скважины необходимо выбирать концентрацию, количество необходимых реагентов и продолжительность нагнетания в пласт раствора соляной кислоты.

Для заданных условий выбирают концентрацию кислоты и объем раствора: оптимальная концентрация HCL в растворе принимается 10-16%. Применение кислоты с низкой концентрацией (менее 10%) вызывает необходимость нагнетать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки. Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16%) также

нежелательно, так как приводит к образованию трудно извлекаемых из пористой среды соединений кальция и магния, а также увеличивается коррозионная активность. Объем раствора кислоты обусловлен толщиной пласта, химическим составом породы, пористостью, проницаемостью, а также числом предыдущих обработок. Для первичных обработок расход раствора составляет:

- для пористых малопроницаемых пород 0,4-0,6 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта;
- для высокопроницаемых пород 0,6-1,0 м<sup>3</sup>/м;
- для трещиноватых пород 0,6-0,8 м<sup>3</sup>/м.

Определяем общий необходимый объем раствора соляной кислоты:

$$V_p = V' \cdot h, \text{ м}^3 \quad (3) [8],$$

где  $V'$  - расход раствора HCL на 1 м толщины пласта, м<sup>3</sup>

$$V_p = 1,0 \times 22 = 22 \text{ м}^3$$

Находим кол-во концентрированной товарной соляной кислоты;

$$V_T = V_p \cdot \frac{\rho_p - 1000}{\rho_t - 1000}, \text{ м}^3 \quad (4),$$

где  $V_T$  - количество товарной кислоты

$V_p$  - объем рабочего раствора соляной кислоты, м<sup>3</sup>

$\rho_p$  - плотность рабочего раствора HCL, кг/м<sup>3</sup>

$\rho_t$  - плотность товарной кислоты, 1160 кг/м<sup>3</sup>

$$V_T = 22 \cdot \frac{1050 - 1000}{1160 - 1000} = 6,87 \text{ м}^3$$

При обработке скважин к раствору соляной кислоты добавляют различные реагенты, выбирают их концентрацию.

Ингибиторы в количестве 0,01% объема кислотного раствор;

$$V_u = \left( \frac{V_p \cdot 0,01}{100} \right), \text{ м}^3 \quad (5)$$

где  $V_u$  - объем ингибитора

$$V_u = \left( \frac{22 \cdot 0,01}{100} \right) = 0,002 \text{ м}^3$$

Стабилизаторы, например, уксусную кислоту, в количестве;



$$V_{у.к.} = \frac{1000 \times b \times V_T}{c}, \text{ дм}^3 \quad (6)$$

где b-процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, принимаем 1,5%

c-концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%

$V_{у.к.}$ -объем уксусной кислоты

$$V_{у.к.} = \frac{1000 \cdot 1,5 \cdot 6,87}{80} = 128,8 \approx 129 \text{ дм}^3$$

Интенсификаторы, например, марвелан, в количестве 1...1,5% объема соляно-кислотного раствора;

$$V_{\text{инт.}} = \left( \frac{V_p \cdot 1,5}{100} \right), \text{ м}^3 \quad (7)$$

где  $V_{\text{инт.}}$ -объем интенсификаторов

$$V_{\text{инт.}} = \left( \frac{22 \cdot 1,5}{100} \right) = 0,33 \text{ м}^3$$

Хлористый барий для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции примесей соляной кислоты с железом, цементом;

$$V_{x.б} = 21,3 \cdot V_p \cdot \left( \frac{a \cdot x}{z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{x.б}}, \text{ дм}^3 \quad (8)$$

где  $V_{x.б}$ -объем хлористого бария

a –содержание  $\text{SO}_3$  в товарной соляной кислоте, a=0,6%

$\rho_{x.б}$ -плотность хлористого бария,  $\rho_{x.б}=4 \text{ кг/дм}^3$

x-концентрация соляно-кислотного раствора в %, x=10%

z-концентрация товарной кислоты в %, z=31%

$$V_{x.б} = 21,3 \cdot 22 \cdot \left( \frac{0,6 \cdot 10}{31} \right) \cdot \frac{1}{4} = 22,6 \text{ дм}^3$$

Определяют количество воды, необходимое для приготовления принятого объема соляно-кислотного раствора;

$$V_B = V_p - V' - \sum V, \text{ м}^3 \quad (9)$$

где  $\sum V$ - суммарный объем всех реагентов к соляно-кислотному раствору,  $\text{м}^3$

$V_B$ -объем воды

$$V_B = V_p - V' - (V_u + V_{у.к.} + V_{\text{инт.}} + V_{x.б}), \text{ м}^3$$

$$V_B = 22 - 1,0 - (0,002 + 0,12 + 0,33 + 0,22) = 20,3 \text{ м}^3$$

Для изоляции зумпфа применяют раствор хлористого кальция (бланкет) плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Объем закачиваемого бланкета составляет:

$$V_{\text{бл.}} = 0,785 * D^2_{\text{д.}} * h', \text{ м}^3 \quad (10)$$

$$D_{\text{э.к.}} = 146 \text{ мм} - 2h = 146 - 2 * 7,7 = 130,6 \text{ мм} = 0,1306 \text{ м}$$

$h$  – толщина стенки эксплуатационной колонны равна 7,7 мм.

Диаметр по долоту берется в необсаженных стволах скважин, в нашем случае ствол скважины обсажен эксплуатационной колонной, поэтому расчет делается по внутреннему диаметру эксплуатационной колонны  $D_{\text{э.к.}}$ .

$$V_{\text{бл.}} = 0,785 * 0,1306 \text{ м}^2 * 54 = 0,723 \text{ м}^3,$$

Для получения одного метра кубического  $\text{CaCl}_2$  плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> требуется 540 кг  $\text{CaCl}_2$  и 0,66 м<sup>3</sup> воды.



### **3. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

В процессе разработки месторождения необходимо совершенствовать используемые технологии для того чтобы решать актуальные проблемы. Одной из наиболее актуальных проблем является разработка низко проницаемых пластов. Рассмотрим перспективную технологию, которая имеет опыт успешного применения в мире, на месторождениях со схожими геолого-техническими условиями.

Сама технология применения азотнокислотных обработок ПЗП в первую очередь была предназначена для восстановления сильно загрязненных коллекторов и для повышения проницаемости продуктивного пропластка, для того чтобы облегчить вызов притока флюида.

Для азотнокислотных обработок пласта применяется специальное оборудование, основным элементом которого являются передвижные азотные установки для перевозки жидкого азота и его газификации перед нагнетанием в скважину.

Для применения таких обработок применяют азот, который получают при обработке воздуха путем низкотемпературной ректификации в специальных передвижных или стационарных установках. Производительность передвижной установки составляет от 0,5-1,2 т/ч жидкого азота.

Производительность стационарных установок небольших составляет 0,4 т/ч.

Осуществляется перевозка жидкого азота от места производства до места назначения и использования в специальных изотермических цистернах, объем которых составляет около 25 м<sup>3</sup> при перевозке железнодорожным транспортом и 10 м<sup>3</sup> автотранспортом.

Сам по себе газообразный азот является бесцветным, не имеет ни запаха, ни вкуса, при нормальных условиях плотность его составляет 1,3 кг/м<sup>3</sup>.

Азот, который закачивают в скважину, сохраняет свое газообразное состояние. Это обусловлено его критическими параметрами. Так как при нормальных условиях азота его плотность равна  $1,3 \text{ кг/м}^3$ , он является более тяжелым чем углеводородные газы, следовательно, во время нагнетания азот будет находиться в нижней части ствола скважины. При присутствии такого азота будет повышаться давление насыщения нефти углеводородными газами.

**Обработка газированной кислотой** увеличивает глубину растворения при помощи инициирования газовой фазовой проницаемости активной кислоты до максимальных по размеру каналов, чем обеспечивает их расширение.

Способ направлен в первую очередь на низкопроницаемые терригенные коллектора и может быть рекомендован для юрских пластов.

Газированная кислота представляет собой смесь обычной для обработок кислоты с газом (природный газ или азот.). Делятся по содержанию газовой фазы на аэрозоли (преобладает газовая фаза) и газированные кислоты (преобладает жидкая фаза).

По мере насыщения газа происходит рост проникающей способности кислоты, так как происходит снижение поверхностного натяжения на границе с породой. Это позволяет раствору проникать даже в самые мелкие трещины.

В качестве газа обычно используется азот, воздух или углекислый газ. Наиболее часто встречающимся является азот, поскольку он позволяет понизить коррозионную активность и взрывоопасность кислоты.

В случае степени аэрации больше 4,5 происходит обработка кислотными аэрозолями – насыщенными парами кислоты, которые могут проникать в наиболее мелкие каналы.

Сразу после окончания закачки раствора в пласт начинают его очистку от продуктов реакции при помощи открытия затрубной задвижки и нагнетания в НКТ чистой газовой фазы.

**Технология проведения обработки.** Данная обработка производится с использованием специальных передвижных установок типа АГУ-5000-

400/200. Суть данной технологии в том, что в призабойную часть зоны продуктивного пласта через перфорационные каналы нагнетаются в определенной последовательности порции азота и газированной азотом кислоты. В дальнейшем кислоту продавливают объемом воды, нефтью или пеной. На рисунке 15 представлена схема обвязки оборудования и устья скважины во время обработки призабойной зоны пласта кислотой, газированной азотом и вызова притока (по Ю.Д. Качмару).

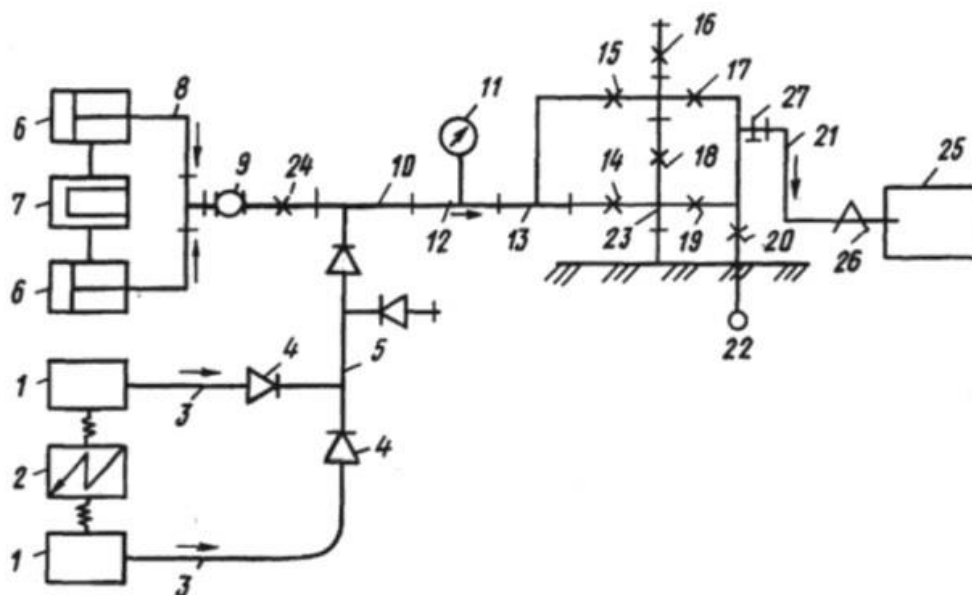


Рисунок 15- Схема обвязки оборудования и устья скважины во время обработки призабойной зоны пласта кислотой, газированной азотом и вызова притока (по Ю.Д. Качмару):

1-газификационная установка АГУ-8К; 2-электростанция; 3-газопровод (шланги высокого давления; 4-обратный клапан; 5-«гребенка»; 6-насосный агрегат; 7-кислотовоз Аз-30А; 8-трубопровод для подачи кислотного раствора или пенообразующей жидкости в смеситель (эжектор); 9-оборудование для регулирования соотношения фаз; 10-смеситель (аэратор); 11-манометр; 12-нагнетательная линия для подачи технологического агента в скважину; 13-тройник; 14-20-задвижки фонтанной арматуры; 21-выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 22-нефтесборочный коллектор; 23-крестовина фонтанной арматуры; 24-зашелка для отключения линии насосных агрегатов; 25-накопительная емкость; 26-якорь для закрепления выхлопной линии 21; 27-пробоотборный кран

Целесообразно проводить нагнетание раствора газированной кислоты двумя порциями, для того чтобы сократить излишний расход плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые в свою очередь хорошо реагируют с HCL, и на предотвращение образования нерастворимых остатков.

Для того чтобы приготовить первую порцию раствора необходимо применить 10-15 % соляную кислоту в количестве от 30 до 40 % от общего объема раствора. Во второй порции следует использовать ту же соляную кислоту в той же концентрации и добавить от 2 до 4 % плавиковой кислоты.

Для того чтобы провести обработку необходимо спустить в скважину компоновку НКТ и выполнить обработку. После обработки следует приподнять НКТ, предварительно установив башмак на 3 метра над верхними перфорационными отверстиями. Обработка происходит под давлением.

В случае если ожидаемое давление нагнетания раствора превысит допустимое для ЭК, то компоновку НКТ над интервалом перфорации необходимо оборудовать пакерным устройством и обратным клапаном.

Азотнокислотная смесь обладает высокой активностью и практически полностью нейтрализуется еще в процессе фильтрации, следовательно, такую смесь нет необходимости выдерживать на реагирование. После продавливания раствора кислоты необходимо сразу приступить к освоению скважины, путем плавного снижения устьевого давления, для того чтобы удалить продукты распада кислоты из продуктивной части пласта и для создания необходимой депрессии для вызова притока флюида.

Поскольку данный процесс непрерывный, то общее время операции не превышает 10-12 часов, что оказывает положительное влияние на технико-экономические показатели мероприятия.

Применение данной технологии способно увеличить рентабельность скважин (особенно тех, на которых уже были проведены кислотные обработки), и рекомендуется для дальнейшего анализа и пробной эксплуатации.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Плотникову Антону Ивановичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка материально-технических, транспортных и трудовых затрат на проведение соляно-кислотной обработки на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ, ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 N 444-ФЗ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ.	Обоснование перспективности проведения СКО на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении и расчет экономического эффекта от проведения данной технологической операции.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	Составление заказ-наряда на проведение операции
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Расчет экономической эффективности СКО. Анализ чувствительности проекта СКО.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

<p>1. Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Основные технико-экономические показатели Юрубчено-Тохомского месторождения.</li> <li>– Исходные данные дополнительной добычи нефти.</li> <li>– Исходные данные для расчета показателей оценки экономической эффективности СКО.</li> <li>– Результаты расчета основных показателей эффективности СКО.</li> <li>– Базовые значения изменяемых факторов.</li> <li>– Результаты расчета отклонений ЧДД от базового значения в процентах при изменении рассматриваемых факторов на <math>\pm 10\%</math></li> </ul> <p>2. Рисунки</p>
---

– Нормированная чувствительность ЧДД плана к исследуемым факторам

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.04.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		30.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Плотников Антон Иванович		30.04.2020

#### **4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Основная задача обработок ПЗП кислотными составами является восстановление или улучшение притока пластовой жидкости из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

В условиях высокообводненных скважин (более 60%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод глинокислотных обработок скважин (ГКО). Сущность данной технологии заключается в перекрытии крупных пор и трещин, по которым поступает вода, с последующей закачкой в нефтенасыщенную часть карбонатного пласта соляной кислоты.

При внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неэффективного результата или даже экономических потерь, поэтому необходимо тщательно анализировать эффективность данного метода перед проведением. В данном разделе приведен расчет экономической эффективности глинокислотной обработки скважин.

##### **4.1 Расчет трудоемкости работ**

Заказ-наряд на проведение СКО обязательно утверждается и подписывается главным инженером и главным геологом и согласован с начальником и ведущим геологом цеха, где будет проводиться технологическая операция. В заказ-наряде дается полное описание необходимых работ, указываются плановая трудоемкость, наименование всех работ, а также их количество. Заказ-наряд на проведение СКО в скважине под номером представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Наряд задание на проведение СКО в скважине 117

Описание работ	Плановая трудоемкость	Фактическая трудоемкость норма-часов	Количество работ
Подготовительные работы бригады		2	
Переезд бригады со скважины на скважину		25,54	
Уборка замазученности, ремонт оборудования и т.д.		6	
Перевозка вагон-домов, мостков трактором на 117 скважину	1,2	2,75	30 км
Монтаж подъёмника А-50		4,2	
Разряжение скважины		2,5	
Разборка устья СКН		1	
Ловля конуса, подъем плунжера на штангах с ПЗР	2,6	6,5	1500 м
Подъем насоса на 2,5" НКТ	1,3	3,2	1300 м
Спуск подъем насоса на 2,5" НКТ с замером, ПЗР	0,0721	8,4	1320 м
Промывка скважины с ПЗР	1,2	2	20 м3
ПЗР после подъема подвески		0,8	
Спуск пакера на 2,5" НКТ с ПЗР	2,2	4,5	1320 м
Опрессовка пакера и эксплуатационной колонны		1,5	
СКО и ПЗР	6	12	48 м3
Скважина на реакции		4	
Промывка скважины с ПЗР		2,3	
ПЗР в начале и конце вахты		1,2	
Подъем пакера на 2,5" НКТ	2,2	5,2	1320 м
Спуск насоса НН-25-43 на 2,5" НКТ	2,3	4,6	1300м
Спуск плунжера на штангах	0,0196	2,35	1500 м
Сборка устья СКН, ожидание подачи		1	
Итог		104,54	



## 4.2 Расчет экономических затрат на проведение СКО

Каждое предприятия в связи с ремонтом скважин будут нести определенные расходы. Все расходы КРС, связанные с производством, называются себестоимостью.

Планирование себестоимости начинают с составления сметы. Составление сметы начинают с прямых статей расходов на электроэнергию, заработную плату и амортизацию.

### 4.2.1 Расходы на заработную плату

Тарифные ставки за один час работы:

5 разряд – 125,8 руб.; 4 разряд – 106,6 руб.; 3 разряд – 99,7 руб.

Расчет зарплаты за время одной СКО:

$$1) \text{ ОПЛАТА по ТАРИФУ} = \text{ЧАС}_{\text{ТАР. СТАВКА}} * T_p \quad (11)$$

$$2) \text{ ПРЕМИЯ } 70\% = O_{\text{ПО ТАРИФУ}} * 0,7 \quad (12)$$

$$3) \text{ Ур.коэф.} = (\text{ОПЛАТА по ТАРИФУ} + \text{Пр}) \quad (13)$$

$$4) \text{ ВСЕГО з./пл.} = O_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Пр} + \text{Ур.коэф.} \quad (14)$$

Таблица 8 – Зарплата за время проведения операции

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка	Трудовое мкость работ	Оплата по тарифу	Премия	Ур.коэф.	Всего з./пл.
Оператор	5	125,8	104,54	13151,13	9205,79	22356,92	44713,84
Машинист	4	106,6	104,54	11143,96	7800,77	18944,73	37889,46
Оператор	3	99,7	104,54	10422,64	7295,85	17718,49	35436,98
Итого	118040,28						

### 4.2.2 Расходы на дополнительную заработную плату

Специалистам, занятым на работах по СКО 8%

- 1) Выплата за вредность для старшего оператора:

$$З.П = 44713,84 * 0,08 = 3577,11 \text{ руб.}$$

2) Выплата за вредность для машиниста:

$$З.П = 37889,46 * 0,08 = 3031,16 \text{ руб.}$$

3) Выплата за вредность для младшего оператора:

$$З.П = 35436,98 * 0,08 = 2834,96 \text{ руб.}$$

В итоге затраты основная и дополнительная:

$$З.П = 118040,28 + 3577,11 + 3031,16 + 2834,96 = 127483,51 \text{ руб.}$$

#### **4.2.3 Отчисления на социальные нужды**

Принимают 30% к фонду заработной платы:

$$О = (З_{пл} * 30\%) / 100\% \quad (15)$$

где О - отчисления на социальные нужды, руб.

$$О = (127483,51 * 30\%) / 100 = 38245,05 \text{ руб.}$$

#### **4.2.4 Расходы на основной и вспомогательный материалы**

Исходя из планируемых работ, норма расхода каждого материала и действующих цен на материалы. На капитальный ремонт скважины №117 расходы на материал составляют:

$$Р_M = V_K * Ц_K \quad (16)$$

где  $V_K$  - объем требуемой кислоты,  $м^3$ ;

$Ц_K$  - цена 1  $м^3$  кислоты, руб;

Цена 1  $м^3$  кислоты составляет 8573,50 руб.

$$Р_M = 4 * 8573,50 = 34294 \text{ руб.}$$

#### **4.2.5 Цеховые расходы**

Включают содержание цехового персонала (не относящиеся к управлению), содержание зданий и сооружений, инвентаря цеха, расходы по испытаниям, опытам работы, рационализации и изобретательности, охране труда и т.д. И составляют 15600 рублей.

Амортизация основных фондов определяется умножением среднегодовой первоначальной стоимости основных средств на годовую норму амортизации.

Амортизация по скважинам рассчитывается по трем группам:

а) Для скважин, которые не отработали пятнадцатилетний срок службы.  
б) Для скважин, которые отработали пятнадцатилетний срок в плановом году.

в) Амортизация планируется по скважинам, которые вступают в работу в плановом году.

Для вновь вводимых скважин наличие амортизации начинается с первого числа следующего месяца.

#### **4.2.6 Транспортные расходы**

Включают в себя расходы на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины:

$$P_{\text{ТР.К}} = S * C_{1\text{КМ}} \quad (17)$$

где  $P_{\text{ТР.К}}$  - расходы на транспортировку кислоты, руб.;

$S$  - расстояние до скважины, км;

$C_{1\text{КМ}}$  - стоимость одного километра, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 22 * 1022,34 = 22491,48 \text{ руб.}$$

Расход на транспортировку промывочной жидкости рассчитывается аналогично:

$$P_{\text{ТР.ПР}} = S * C_{1\text{КМ}} \quad (18)$$

где  $P_{\text{ТР.ПР}}$  - Расход на транспортировку промывочной жидкости, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 25 * 897,67 = 22441,75 \text{ руб.}$$

Общие транспортные расходы находятся как сумма расходов на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины последующей формуле:

$$P_{\text{ТР.О}} = P_{\text{ТР.К}} + P_{\text{ТР.ПР}} \quad (19)$$

где  $P_{\text{ТР.О}}$  - общие транспортные расходы, руб.

$$P_{\text{ТР.О}} = 22491,48 + 22441,75 = 44933,23 \text{ руб.}$$

#### **4.2.7 Общие прямые затраты**

Определяются по формуле:

$$Z_0 = Z_{3\text{П}} + O + A + P_{\text{ТР.О}} + P_{\text{М}}, \quad (20)$$

где  $A$  - амортизация основных фондов (из калькуляции), руб.

$$З_0 = 127483,51 + 38245,05 + 514,8 + 44933,23 + 34294 = 245470,59 \text{ руб.}$$

Всего стоимость одной солянокислотной обработки рассчитывается по следующей формуле:

$$C = З_0 + P_{ц}, \quad (21)$$

где  $P_{ц}$  - цеховые расходы, руб.

$$C = 245470,59 + 15600 = 261070,59 \text{ руб.}$$

#### 4.2.8 Калькуляцию на проведение капитального ремонта скважины

Все вычисленные расходы представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Расходы на проведение КРС

Статья расходов	сумма, руб.
Основная и дополнительная зарплата	127483,51
Отчисления на социальные нужды	38245,05
Основные и вспомогательные материалы	34294
Амортизация основных фондов	514,8
Транспортные расходы	44933,23
Всего прямых затрат	245470,59
Цеховые расходы	15600
Всего стоимость одной СКО	261070,59
Стоимость одного часа работы	631,35

#### 4.3 Расчет экономического эффекта от проведения СКО

Соляно-кислотная обработка была проведена в скважине № 117 - и вследствие чего мы получили дополнительно добытую нефть 1600 тонн.

Стоимостная оценка дополнительно добытой нефти рассчитывается:

$$P_T = C_{1T} - Q \quad (22)$$

где  $C_{1T}$  - стоимость одной тонны нефти, которая составляет 4017,24 руб.;

$\Delta Q$  - дополнительно добытая нефть, тонн.

$$P_T = 2857 \cdot 1600 = 6427,58 \text{ тыс. руб.}$$

##### 4.3.1 Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть

Определяется по следующей формуле:

$$З_3 = P_{1T} - Q, \quad (23)$$

где  $P_{1T}$  - эксплуатационные расходы на добычу одной тонны нефти, которые составляют 735,46 руб.

$$З_3 = 435,45 \cdot 1600 = 1176,74 \text{ тыс. руб.}$$

#### **4.3.2. Экономический эффект**

Экономический эффект - представляет собой превышение стоимостной оценки результатов от внедрения СКО над стоимостной оценкой затрат. Экономический эффект от внедрения СКО определяем по формуле:

$$\Theta = P_T - Z_{\text{СКО}} \quad (24)$$

где  $\Theta$  - экономический эффект от проведения СКО;

$P_T$  - стоимостная оценка результатов проведения СКО, руб.;

$Z_{\text{СКО}}$  - общие затраты на проведение СКО, руб.

$$\Theta = 6427580 - 261070,59 = 6166509,41 \text{ руб.}$$

#### **4.4. Анализ чувствительности**

Анализ чувствительности основан на последовательно-единичном изменении всех проверяемых на рискованность переменных плана: на каждом шаге меняет свое значение на прогнозное число процентов, что приводит к пересчету значения чистого дисконтированного дохода от проведения всех мероприятий повышения нефтеотдачи пластов.

Целью анализа чувствительности является определение степени влияния каждого из варьируемых факторов на результат оптимального плана проведения геолого-технических мероприятий. В целом при проведении данного анализа выделяют две основных категории факторов по их влиянию: на объем поступлений и на размеры затрат. В качестве значимых факторов при выполнении разработанного плана выберем следующие:

- цена реализации нефти, руб./т;
- объем дополнительно добытой нефти, тыс. т;
- текущие производственные затраты, тыс. руб.;
- курс доллара, руб./долл.

Для проведения данного анализа зададим диапазон изменения всех факторов в пределах  $\pm 10\%$ . Наиболее информативным методом в анализе чувствительности является графический метод анализа, который визуально позволит оценить, какой из факторов оказывает наибольшее влияние на выполнение разработанного плана. Построим нормированный график ЧДД.

Базовые значения данных факторов приведены в таблице 10, по которым рассчитан исходный вариант разработанного плана, чистый дисконтированный доход которого равен 6166,51 тыс. руб.

Рассчитывая новое значение любого отобранного фактора (например, цена реализации нефти), диапазон изменения которого составляет  $\pm 10\%$  от базисного уровня, и при этом, фиксируя другие факторы на базисном уровне рассчитываем новые значения ЧДД разработанного плана. Данную операцию проводим 23 раза, так как рассматриваются 4 фактора.

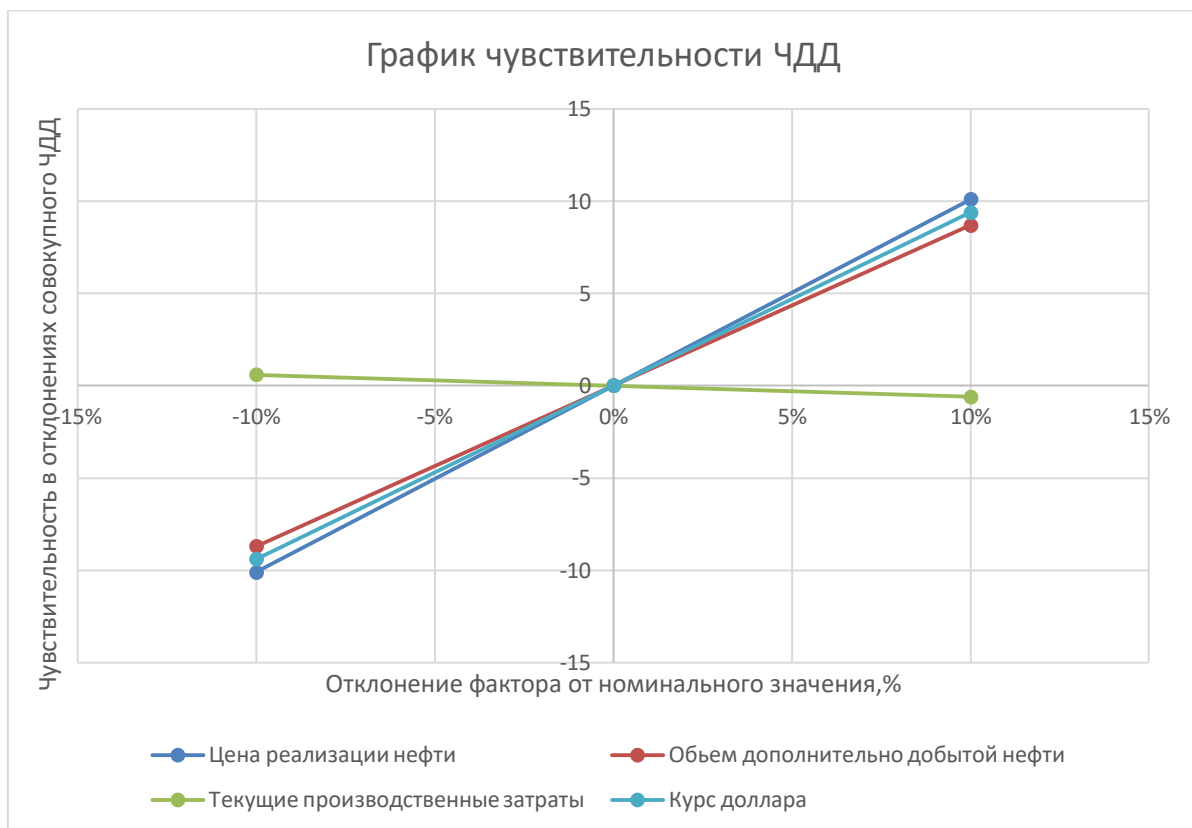
Таблица 10 – Базовые значения изменяемых факторов

Показатель	Значение
Цена реализации нефти, руб/т	9865
Объем дополнительно добытой нефти, тыс. т	1,6
Текущие производственные затраты, тыс. руб.	245,47
Курс доллара, руб/долл.	78,04

Данный вид анализа из-за большей наглядности проводят в графическом виде. Для удобства построим график чувствительности в отклонениях (рисунок 16) по данным таблицы 11.

Таблица 11 – Результаты расчета отклонений ЧДД от базового значения в процентах при изменении рассматриваемых факторов на  $\pm 10\%$

Показатель	-10%	0	10%
Цена реализации нефти, руб/т			
ЧДД, тыс. руб.	-10,1	0	10,1
Объем дополнительно добытой нефти, тыс. т			
ЧДД, тыс. руб.	-8,7	0	8,7
Текущие производственные затраты, тыс. руб.			
ЧДД, тыс. руб.	0,6	0	-0,6
Курс доллара, руб/долл.			
	-9,4	0	9,4



**Рисунок 16 – Нормированная чувствительность ЧДД к исследуемым факторам**

Подводя итог, в данной главе произведен расчет и анализ экономических показателей эффективности СКО по Юрубчено-Тохомскому месторождению.

Также выполнен анализ чувствительности проекта при изменении на  $\pm 10\%$  основных экономических факторов. Получено, что проект наиболее чувствителен к изменению объема дополнительной добычи нефти (ЧДД изменяется на 8,7 %), цены на нефть (ЧДД изменяется на 10,1 %), курса доллара (ЧДД изменяется на 9,4 %).

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Плотникову Антону Ивановичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

<b>Выбор и обоснование применения метода интенсификации притока на Юрубченко-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является методика подбора оптимальной технологии проведения СКО на месторождении Юрубченко-Тохомское. Данная технология применяется для достижения максимального эффекта увеличения продуктивности.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96 ГН 2.2.5.3532–18 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении)



	2.Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3.Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возгорание пластового флюида

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.05.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		15.05.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Плотников Антон Иванович		15.05.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Выпускная квалификационная работа посвящена подбору технологии соляно-кислотной обработки для скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

Теоретическая часть работы подразумевает обоснование оптимальной технологии при помощи расчетов с использованием ЭВМ, после чего предложенные технологии планируются к реализации на месторождении.

Территория рассматриваемого района характеризуется слабо развитой инфраструктурой. Работы планируются к проведению на кустовых площадках при проведении соляно-кислотной обработки в краевых зонах только в зимнее время.

Для проведения операций будет использоваться крупногабаритная техника, работающая под высоким давлением. Работы будут вестись как в дневное, так и в ночное время [9].

### **5.1 Производственная безопасность**

#### **5.1.1. Анализ вредных производственных факторов**

В таблице 12 представлена основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для работ в полевых условиях промышленным звеном.

Таблица 12 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение СКО, закачка раствора кислоты.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линий ЦА-320 и кислотовоза, закачка технической воды под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76
Работа промышленного звена в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания местной фауны	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Поскольку проведение СКО крайне дорогостоящий процесс, то часть работ проводится, в том числе и в ночное время суток не зависимо от видимости.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 характеризует требования к освещению (нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 13) [13].

Необходим постоянный контроль за соблюдением установленных правил, так как недостаточная освещенность может стать причиной получения травм или возникновения чрезвычайных ситуаций.

Таблица 13 - Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2
Примечание – При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.		

### Повышенный уровень шума.

Производственным шум на рабочем месте имеет большое значение, так как на физическое здоровье работника шум влияет следующим образом: происходят изменения в сердечно-сосудистой системе, так же происходят изменения в обмене веществ, ослабляется внимание и реакция, и человек быстро утомляется.

Работа оборудования промышленного звена является одновременно источником высокоинтенсивного, механического, гидродинамического и электромагнитного шума с составляющей инфразвука. Подобное сочетание характеризуется отнюдь неблагоприятным воздействием на здоровье и человека в целом.

Таблица 14 – ПДУ звукового давления

Рабочее место	Уровни звукового давления в дБ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука в дБА
	32	64	124	258	516	1032	2064	4128	8256	
Выполнение всех видов полевых работ с применением оборудования	104	92	85	80	76	68	65	62	60	84

### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

Другой характерной особенностью района является регулярное проведение работ в зимнее время в условиях Севера, когда температура может опускаться до крайне низких значений.

Подобные климатические условия могут стать причиной переохлаждения, обморожения и нанести вред здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходимо следовать допустимой продолжительности однократного пребывания работников на открытом воздухе. (Таблица 15) [14].  
Таблица 15 - Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	- "-
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

На кустовой площадке работает различная техника, которая загрязняет окружающий воздух. Необходим контроль содержания вредных веществ в атмосфере (таблица 15), в случае повышенной загазованности необходима остановка работ, устранение источника вредных веществ [15].

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются: стационарные дизельные двигатели и ДВС технологических машин.

Выделяют следующие средства нормализации воздуха в рабочей зоне и СИЗ:

- Технологические
- Технические
- Объемно-планировочные

Технологические методы в свою очередь должны исключать или ограничивать процессы, которые сопровождаются выбросом в рабочую зону вредных веществ, газов и т.д.

Технические же методы должны предполагать механизацию вредных процессов.

Сероводород обладает резким неприятным запахом, может вызвать тошноту и головокружение, а в случае сильной передозировки – приводит к нарушению зрения, может стать причиной смерти человека.

Другим опасным веществом является сероуглерод. Он имеет психотропные, нейротоксические свойства, которые связаны с его наркотическим воздействием на центральную нервную систему. Также в повышенных концентрациях может приводить к летальному исходу.

Таблица 16- Допустимые нормы содержания вредных веществ

Вещество	Предельно-допустимая концентрация разовая, мг/м <sup>3</sup>	Предельно-допустимая концентрация среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	0,61	0,1
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	0,089	0,089
Оксид углерода (CO)	3,2	1,3
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,092	0,012
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	1,5	0,8
Толуол (C <sub>7</sub> H <sub>8</sub> )	0,6	0,6
Ксилол (C <sub>8</sub> H <sub>10</sub> )	0,2	0,2
Сероуглерод (CS <sub>2</sub> )	1	1

### **Анализ опасных производственных факторов**

#### **Электрический ток. Поражение электрическим током.**

Оборудование, используемое при соляно-кислотной обработке, находится под высоким напряжением.

Для избежания чрезвычайных ситуаций необходим постоянный контроль за качеством изоляции, информирование при помощи специальных знаков о нахождении опасных зон, проведение инструктажей по технике безопасности [17].

Как таковыми общими требованиями является изготовление и применение защитного заземления и зануления, выравнивание потенциалов, изоляция токоведущих частей оборудования, применение ограждающих устройств.

Методы и средства защиты для обеспечения безопасности от поражения электрического тока должны применяться в соответствии с ГОСТ ССБТ “Электробезопасность”.

### **Механические опасности**

Процесс обработки скважины задействует движущиеся механизмы, опасные для здоровья сотрудников.

В первую очередь необходимо обозначение опасных зон, а также проведение инструктажа по выполнению работ. В зоне действия должны отсутствовать посторонние люди, оборудование должно проходить регулярную проверку.

### **Аппараты под давлением**

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и нанести травмы работникам. Для защиты от превышения допустимого давления при производстве работ применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением и проведением инструктажа перед выполнением работ.

### **Пожарная безопасность.**

Объекты в нефтегазодобыче являются взрывоопасными и пожароопасными. Углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами, что требует уделения особого внимания правилам пожарной

безопасности.

Основные правила приводятся в «Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Вещества, которые применяются для тушения пожаров, должны обеспечивать высокую эффективность тушения очага пожара, не должны оказывать вредного воздействия на человека и быть доступными.

В качестве огнегасительных средств для тушения пожаров используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки и т.д. Для тушения электроустановок под напряжением необходимо использовать углекислоту. В насосных установках или агрегатах должны применяться автоматические сигнализаторы горючих веществ и автоматическую пожарную сигнализацию с термoeлектрохимическими датчиками.

Для своевременного контроля за техническим состоянием пожарных средств и сигнализации назначается ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала, прошедших аттестацию в области промышленной безопасности и охраны труда.

Мероприятия по пожарной безопасности при проведении соляно-кислотных обработок с применением ЦА-320 и кислотовоза приводятся в ПЗ-05 И-0005 ЮЛ-098 изм. 2.

В составе промышленного звена в случае пожара должен быть следующий комплект:

- огнетушители ОП-8 и ОУ-8
- багры пожарные ПБТ с металлической сердцевиной и ПБН с насадкой, и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные типа ПКЛ - легкие, ПКТ- тяжелые;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;

### **5.3 Экологическая безопасность**

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями



действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

### *Литосфера*

При разработке месторождения (СКО) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химических реагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

### *Гидросфера*

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных

для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разнородных песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магниевые с содержанием железа до 5.8 мг/л.

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

### *Атмосфера*

Основная деятельность, планируемая на Юрубченко-Тохомском месторождении – добыча и транспортировка нефти. Основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;
- неплотности соединений ЗРА, насосов и сепараторов, расположенных на площадке УПСВ - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;
- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных

углеводородов; неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;

- передвижной сварочный пост - неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного [20].

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников, относятся к 1 – 4 классам опасности.

В условиях равнинного рельефа месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключается. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении процесса соляно-кислотной обработки существует риск возникновения ЧС.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует основные виды ЧС [18].

Поражающие факторы при возникновении чрезвычайных ситуаций делятся на факторы химического и физического воздействия.

К наиболее опасным факторам стоит отнести тепловое воздействие и воздушную ударную волну.

Наиболее опасной ЧС происходящей при бурении новых скважин является возгорание пластового флюида.

Для бурения скважины зачастую применяются РУО – углеводородсодержащие растворы, которые относятся к классу легко воспламеняющихся.

В случае возникновения возгорания масштаб может быть значительный, поэтому в первую очередь необходимо проведения мер для предотвращения возгорания.

Все работники должны пройти инструктаж и сдать тестирования на знания техники пожарной безопасности и порядка действий в случае возникновения аварии.

Непосредственно перед началом работ необходимо проведение дополнительного инструктажа.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций в первую очередь требуется покинуть опасную зону, по возможности оказав помощи коллегам.

Удалившись на достаточное расстояние, следует сообщиться специальные службы о произошедшем и следовать их инструкциям.

Необходимо помнить, что самое важное при ЧС – сохранение жизни и здоровья сотрудников.

### **Организационные мероприятия по промышленной безопасности**

#### **Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – основной документ, характеризующий нормы трудового законодательства [10].

В частности «Статья 56» трудового кодекса характеризует трудовой договор как «соглашение между работодателем и работником, в соответствии с которым работодатель обязуется предоставить работнику работу по обусловленной трудовой функции, обеспечить условия труда,

предусмотренные трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами и данным соглашением, своевременно и в полном размере выплачивать работнику заработную плату, а работник обязуется лично выполнять определенную этим соглашением трудовую функцию в интересах, под управлением и контролем работодателя, соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, действующие у данного работодателя».

С учетом того что специалистами, работающими на промысле, будут выполняться работы в том числе и в ночное время необходимо уделить внимание статье 96 – работам в ночное время.

Ночным временем является промежуток с 22 часов до 6 утра, продолжительность работ в данной промежуток должна быть сокращена на час без последующей отработки.

Также крайне важно знать статьи 209 – 231, в которых описаны правила касающиеся охраны труда. К примеру, в статье 212 говорится о том, что работодатель обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Помимо этого, в обязанности работодателя входит предотвращение аварийных ситуаций, которые могут оказать негативное воздействие на здоровье сотрудников, в случае получения повреждений в обязанности работодателя входит оказание первой помощи.

Теоретическая часть бакалаврской работы рассчитана с использованием ЭВМ.

Основным регламентирующим документом по данной части является ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [11].

В данном стандарте описываются общие эргономические требования

к рабочим местам при выполнении расчетов в положении сидя. В нем указаны размерные характеристики рабочего места, зона досягаемости моторного поля, зона для выполнения ручных операций.

К примеру, для легких по точности работ, к которым относятся использования ЭВМ для мужчин требуется высота рабочей поверхности не менее 750 мм.

При этом очень часто используемые средства отображения информации (монитор ЭВМ) должны располагаться в вертикальной плоскости под углом не более  $15^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Опасные и вредные факторы, которым подвергаются сотрудники при выполнении полевых работ, приведены в разделе 6.2 [12].

### **Выводы**

Выполненная квалификационная работа направлена на применение метода интенсификации добычи на новых скважинах ЮТМ.

При этом соляно-кислотная обработка – крайне сложный технологический процесс, который производится как в дневное, так и ночное время, при любых температурных условиях. Работы ведутся под высоким давлением и напряжением, используется крупногабаритная техника, а также загрязняющие воздух машины. Все это может стать причиной нанесения вреда здоровью человека либо возникновения ЧС.

Для того чтобы этого избежать в рамках данного раздела выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов указаны допустимые отклонения параметров, приведена последовательности действий при возникновении ЧС. Следование указаниям позволит избежать серьезных последствий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлены методы интенсификации Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Представлены эффективные методы интенсификации: горизонтальное вскрытие пласта и СКО ПЗ. Горизонтальное вскрытие пласта увеличивает дебит нефти и имеет преимущества за счет:

- максимальный охват пласта-коллектора и более высокий дебит;
- увеличение зоны отбора запасов;
- уменьшение обводненности за счёт проводки ГС над ВНК.

Бурение горизонтальных скважин позволяет получить максимальную нефтедобычу, обеспечивая равномерно сближение контактов (ГНК и ВНК).

Интенсификация горизонтального ствола поинтервальной закачкой соляной кислоты позволит равномерно распределить приток нефти по всему интервалу, поддерживая темп добычи нефти в течение длительного периода.

Ключевым критерием выбора технологии ОПЗ (способ закачки) является система заканчивания скважин горизонтальным стволом. Базовым способом проведения ОПЗ в ГС являются поинтервальные обработки при выделении зон кольтматации и типа кольтматанта. В настоящее время имеются две базовые технологии для поинтервальных обработок: механическое разобщение с двухпакерной компоновкой и разобщение «жидким пакером». Для ОПЗ в ГС необходимо использовать ГНКТ. На основании проведенного анализа опыта кислотной стимуляции горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах можно сделать следующие рекомендации по селективной обработке для объектов Юрубчено-Тохомского НТК месторождения.

Необходимые исследования. Для эффективного размещения кислотного состава необходимо провести комплекс геофизических исследований по определению профилей притока, зон кавернозности и трещинноватости, в том числе характеризующихся предполагаемыми водогазопроявлениями.

Рекомендации по составу кислоты. Кислотный состав должен иметь концентрацию соляной кислоты 20-24% и содержать ингибитор коррозии и модификаторы, обеспечивающие совместимость с пластовыми флюидами.

Также могут быть рекомендованы самоотклоняющиеся кислотные композиции, но обязательно в комплексе с соляно-кислотными составами. Способ доставки реагентов в интервал обработки. Для обработки должна применяться ГНКТ. В зависимости от предложенной технологии в качестве возможных вариантов следует рассмотреть применение предохранительного клапана на конце ГНКТ. Время технологического отстоя на реакцию должно быть 24 часа. Такой длительный период обусловлен низкой скоростью растворения доломита при существующей низкой пластовой температуре.

Основные преимущества технологии:

- низкие риски прихвата оборудования в ГС;
- одна спускоподъемная операция;
- возможность многоцикловых закачек;

Основные недостатки технологии:

- невозможность промыть ГС от песка;
- неуправляемая селективность и адресность закачки реагентов.

Освоение должно проводиться в объеме не менее 2-кратного объема закачанной жидкости.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Багринцева К.И. Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы/К.И. Багринцева, А. Дмитриевский, Р.Бочко. –М.2003.264.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: Недра, 2009, 552 с.
4. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
5. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
6. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
7. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб., и доп. -Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с. Ссылка на электронный каталог НТБ ТПУ.
8. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018).
9. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
10. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

11. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
12. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования по микроклимату производственных помещений.
13. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
14. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003, 638 с.
15. Карапузов И. А. Анализ способов утилизации попутного нефтяного газа: поиск рационального решения по снижению нагрузки на окружающую среду / И. А. Карапузов, М. С. Егорова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XXI Всероссийской научно- технической конференции, 2-4 декабря 2015 г., Томск: в 2 т. — Томск: СКАН, 2015. — Т. 2. — [С. 199-201].
16. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. –М.1999. РГГУ (II). 285с.
17. Кисловец Р.М. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения /Р.М. Кисловец В.П. Митрофанов, В.В. Тереньтьев. — Пермь: ПермНИПИнефть– 1996 г.
18. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского Лицензионного участка). АО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003г.
19. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-еиздание. М.: НЦ ЭНАС, 2003.
20. Рябченко В.Н. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО "Славнефт-Красноярскнефтегаз"/В.Н. Рябченко, Н.А. Зощенко. —Красноярск, Россия, 2011. 31с.

21. Блажевич В.А., Уметбоев В. Г. “Справочник мастера по капитальному ремонту скважин.” // М.: Недра, 1985. 208 с.

22. Глазова В.М., Трахтман Г. Н. “Совершенствование интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок.” // О. И. Нефтепромысловое дело, вып. 9 (98), 1985.